

PLANEACION DEL MANTENIMIENTO ANUAL DE LAS UNIDADES DE GENERACION EN SISTEMAS HIDROTERMICOS USANDO HEURISTICAS

ANA MILENA MARTÍNEZ SÁNCHEZ

c.c. 1.088.284.499

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

FACULTAD DE INGENIERIAS

PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

PEREIRA

2013

PLANEACION DEL MANTENIMIENTO ANUAL DE LAS UNIDADES DE
GENERACION EN SISTEMAS HIDROTERMICOS USANDO HEURISTICAS

ANA MILENA MARTÍNEZ SÁNCHEZ

c.c. 1.088.284.499

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniera
Electricista

Director

Ph.D. Antonio Hernando Escobar Zuluaga

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

FACULTAD DE INGENIERIAS

PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

PEREIRA

2013

Nota de aceptación:

Firma del director del trabajo

Firma del calificador – jurado

Firma del calificador – jurado

Pereira, 31 de Mayo, 2013

*A mis padres Rafael y Alba Judith,
y a mi hermano Juan Paulo,
que son los pilares de mi vida.*

AGRADECIMIENTOS

Al profesor Antonio Escobar por la excelente preparación y orientación con la que me respaldo durante la elaboración de este trabajo. A los profesores de la facultad y a los compañeros y amigos que hicieron parte de mi formación académica. A la Universidad Tecnológica de Pereira por el apoyo académico.

A Alejandro por su amistad y valiosa asesoría. A María Victoria por su gran acompañamiento en esta última parte del proyecto y a Sebastian con quienes se dio inicio a este trabajo. A Danna con quien tuve la oportunidad de forjar una gran amistad y compañerismo durante esta etapa de formación.

A mis padres Rafael y Alba Judith, por su incondicional apoyo, amor y paciencia, y a mi hermano Juan Paulo, por su amistad y cariño.

ÍNDICE GENERAL

	Pag.
AGRADECIMIENTOS	5
ÍNDICE GENERAL	6
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS.....	9
Capítulo 1	10
GENERALIDADES	10
1.1. Introducción Preliminar	10
1.2. Objetivos	11
1.2.1. Objetivo General.....	11
1.2.2. Objetivos Específicos	11
1.3. Historia del Sector Eléctrico Colombiano	11
1.4. Estructura del Sector Eléctrico.....	13
1.5. Demanda y Capacidad Instalada	16
Capítulo 2	19
PROBLEMA DEL DESPACHO HIDROTERMICO	19
2.1. Definición del problema.....	19
2.2. Características del DHT	21
2.3. Extensiones de tiempo en el DHT	22
2.4. Centrales Hidráulicas	23
2.4. Centrales Térmicas	27
2.5. Modelamiento Matemático	29
2.6. Estado del arte del DHT	34
Capítulo 3	37
PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE MANTENIMIENTO DE UNIDADES GENERADORAS EN UN SISTEMA HIDROTERMICO	37
3.1. Introducción	37
3.2. Mantenimiento de las centrales.....	39
3.3. Coordinación de los planes de mantenimiento	40

3.4. Estado del arte	42
Capítulo 4	45
CRITERIOS HEURÍSTICOS.....	45
4.1. Introducción a las Técnicas Heurísticas de Optimización	45
4.2. Indicadores Previos para la Construcción de las Heurísticas	47
4.2.1. Clasificación por Capacidad de las Máquinas	47
4.2.2. Tipos de Parada por Mantenimiento.....	49
4.2.3. Embalse Equivalente.....	49
4.3. Criterios de Sensibilidad.....	50
4.3.1. Máxima Reserva de Capacidad Instalada [MRCI]	50
4.3.2. Ordenamiento por Tiempo de Mantenimiento y Capacidad Descendentes [OTMCD]	50
4.3.3. Híbrido Térmicas y Reserva de Capacidad [HTRC]	51
4.3.4. Híbrido entre Hidrología, Capacidad Térmica y Demanda [HHCTD] ...	51
4.3.5. Híbrido Costo en Térmicas y Reserva [HCTR]	51
4.3.6. Costo con Plan de Referencia y Reserva [CPRR]	52
4.3.7. Aleatoriedad	52
4.3.8. Mínimo Alejamiento del Plan Base [MAPB]	52
4.3.9. Híbrido Solapamientos y Demanda Mínima [HSD]	52
4.3.10. Híbrido Solapamientos y Afluencia Máxima [HSA]	53
4.3.11. Tiempo Mínimo de Cruces, Baja Demanda [TMCBD].....	53
4.3.12. Tiempo de Mantenimiento Descendente [TMD].....	53
Capítulo 5	54
PRUEBAS Y RESULTADOS	54
5.1. Caso de Prueba	54
5.2. Resultados	59
Capítulo 6	77
CONCLUSIONES	77
TRABAJOS FUTUROS	79
BIBLIOGRAFIA	80
ANEXO 1	82

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1: Órganos reguladores del Sector Eléctrico colombiano.	14
Figura 2: Demanda final de energía en Colombia.	17
Figura 3: Escenarios de proyección de demanda nacional de energía eléctrica. .	18
Figura 4: Escenarios de decisión.	22
Figura 5: Típica central Filo de Agua.	26
Figura 6: Típica central de <i>Embalse</i>	27
Figura 7: Esquema de una planta térmica.	28
Figura 8: Número de trabajos según las palabras de búsqueda.	34
Figura 9: Cantidad de artículos por año en <i>journals</i> IEEE.	35
Figura 10: Artículos por país desde 1954 hasta 2012 en <i>journals</i> IEEE.	36
Figura 11: Costo combustibles.	54
Figura 12: Demanda por meses.	56
Figura 13: Costos de los modelos en todas las series hidrológicas.	59
Figura 14: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 1.	61
Figura 15: Generación térmica total para 12 series hidrológicas, modelo 1.	62
Figura 16: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 2.	62
Figura 17: Generación térmica total para 12 series hidrológicas, modelo 2.	63
Figura 18: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 3.	63
Figura 19: Generación térmica total para 12 series hidrológicas, modelo 3.	64
Figura 20: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 4.	64
Figura 21: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 4.	65
Figura 22: Afluencias de la Serie Hidrológica 1.	66
Figura 23: Comportamiento de los embalses en el Plan de Referencia.	69
Figura 24: Volumen de los embalses en el Plan Base.	71
Figura 25: Promedio costos por heurística.	74
Figura 26: Promedio cruces por heurística.	74
Figura 27: Promedio alejamiento por heurística respecto al Plan Base.	75
Figura 28: Frentes de Pareto, F1: Rojo, F2: Azul, F3: Verde y F4: Amarillo.	76
Figura 29: Afluencias de la Serie Hidrológica 2.	82
Figura 30: Afluencias de la Serie Hidrológica 3.	82
Figura 31: Afluencias de la Serie Hidrológica 4.	83
Figura 32: Afluencias de la Serie Hidrológica 5.	83
Figura 33: Afluencias de la Serie Hidrológica 6.	84
Figura 34: Afluencias de la Serie Hidrológica 7.	84
Figura 35: Afluencias de la Serie Hidrológica 8.	85
Figura 36: Afluencias de la Serie Hidrológica 9.	85
Figura 37: Afluencias de la Serie Hidrológica 10.	86
Figura 38: Afluencias de la Serie Hidrológica 11.	86
Figura 39: Afluencias de la Serie Hidrológica 12.	87

ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1: Capacidad instalada nacional.....	18
Tabla 2: Clasificación por máquinas.....	48
Tabla 3: Costos de gas y carbón en los 52 períodos.....	55
Tabla 4: Demanda para los 52 períodos.	56
Tabla 5: Componentes turbinamiento.	57
Tabla 6: Datos de Volumen.....	57
Tabla 7: Meta de generación de los embalses.	58
Tabla 8: Comparativos reducción de costos entre modelos en 12 series hidrológicas.....	60
Tabla 9: Generación hidráulica en el Plan de Referencia.....	67
Tabla 10: Generación térmica en el Plan de Referencia.	68
Tabla 11: Plan Base.....	70
Tabla 12: Clasificación de colores para cada tipo de mantenimiento.	71
Tabla 13: Generación hidráulica en el Plan Base.....	72
Tabla 14: Generación térmica en el Plan Base.	73
Tabla 15: Resumen promedio de costos, alejamiento y cruces por heurística.	75

Capítulo 1

GENERALIDADES

1.1. Introducción Preliminar

Este trabajo de investigación inicia con una breve introducción en el Sector Eléctrico colombiano, con el fin de realizar una adecuada referencia a los órganos regulatorios del Sistema Eléctrico, ya que de estos se extrae información que posteriormente es aplicada en el sistema de prueba descrito en capítulos posteriores.

En el Capítulo 2, se discute el Despacho Hidrotérmico parte del problema propuesto en los objetivos. Se explica en que consiste el problema, sus características principales y algunos detalles sobre plantas térmicas e hidráulicas. Adicionalmente, se presenta el modelo matemático y se describen los datos de entrada y salida. Finalmente, se presenta el estado del arte correspondiente a esta parte del problema.

En el Capítulo 3, se estudia la parte del problema propuesto en los objetivos, correspondiente a la programación del mantenimiento en sistemas hidrotérmicos. Primero se hace una presentación preliminar sobre el concepto de mantenimiento y la aplicación en centrales térmicas e hidráulicas. En este capítulo también se presenta el estado del arte relativo al mantenimiento.

El Capítulo 4 describe los criterios heurísticos empleados en la segunda parte de las pruebas. Primero se realiza una introducción sobre las técnicas heurísticas. Posteriormente se presentan cada uno de los criterios y su respectiva explicación.

En los últimos dos capítulos se desarrolla el caso de prueba, los respectivos estudios y las conclusiones producto de estos.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Identificar las variables principales que contribuyen en el plan de mantenimiento anual de plantas térmicas e hidráulicas incluidas en el problema de despacho hidrotérmico, utilizando procedimientos heurísticos.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Indicar el estado del arte en el despacho hidrotérmico considerando el mantenimiento de las unidades generadoras.
- Implementar y resolver el problema básico de despacho hidrotérmico para un sistema de prueba y analizar el impacto del mantenimiento de las unidades de generación.
- Realizar un análisis de sensibilidad respecto a la operación sin embalses, respecto a la existencia o no de metas de generación, y respecto a la existencia o no de cadenas hidráulicas, para establecer la importancia del embalse y de las reservas en el plan de mantenimiento de unidades de generación.
- Plantear procedimientos heurísticos que guíen el proceso de programación del mantenimiento de las unidades de generación de un sistema con plantas hidráulicas y térmicas.

1.3. Historia del Sector Eléctrico Colombiano

Para el año de 1928 el sistema eléctrico colombiano funcionaba de manera centralizada, es decir, por medio de compañías estatales que sostenían un

monopolio integrado verticalmente para cada una de las diferentes subregiones en que se dividió el país (Caribe, Antioquia/Choco, Valle, Bogotá, entre otras.). Adicionalmente, durante este mismo año, se expidió la Ley 113, que declaró la explotación de energía hidroeléctrica como utilidad pública.

Años después, se dio origen a la compañía de carácter público, ISA (Interconexión Eléctrica S.A.), por medio de la cual, se ejecutaron proyectos que permitieron interconectar eléctricamente aquellas regiones que hasta ese entonces se encontraban aisladas. Esto con el fin de lograr el aprovechamiento máximo de la capacidad energética en todo el país.

Dentro de las funciones de ISA se incluían: realizar la interconexión entre los sistemas de propiedad de las empresas accionistas, establecer prioridades en la construcción de nuevas centrales de generación, programar y construir las futuras plantas de generación, controlar el despacho eléctrico diario y coordinar las acciones ante situaciones de emergencia (CUADROS & ORTEGA, 2012).

Para la década de los ochenta, Colombia atravesaba una crisis en el Sector Eléctrico, siguiendo aparentemente una tendencia reportada en la mayoría de los países de América Latina. Esta crisis produjo entre otras cosas, una alta influencia política sobre las empresas del estado, tarifas subsidiadas, retrasos y sobrecostos en los grandes proyectos del sistema de generación de energía eléctrica y su red de transmisión. Además de esto, en el resto del mundo se comenzó a dudar de la capacidad del Estado para manejar con eficacia los monopolios por los que estaba constituido el Sector Eléctrico. Por todo lo anterior, a principios de los años noventa se produjo finalmente un racionamiento nacional en el suministro de electricidad.

El Estado colombiano se vio en la necesidad de renovar las políticas de operación del Sistema Eléctrico. El primer paso se dio con la Constitución de 1991, donde se estableció que los recursos energéticos son de carácter público y se dio libre entrada y competencia a todo agente interesado en la prestación de servicios públicos. La reestructuración continuó con la creación de las Leyes 142 y 143 de 1994, denominadas Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica respectivamente. Dentro de sus alcances están la creación del Mercado de Energía Mayorista (MEM), la reducción en la participación del Estado, la aplicación de mecanismos para la libre competencia entre las centrales de Generación y los diferentes sectores de Comercialización. Además se resalta el surgimiento de entes reguladores para los monopolios naturales (Transmisión y Distribución).

Los órganos de regulación y planeamiento, que determinan las políticas del sector a mediano y largo plazo teniendo en cuenta aspectos económicos como la competencia entre agentes del mercado y aspectos técnicos como la calidad y seguridad en el suministro eléctrico (CUADROS & ORTEGA, 2012) en Colombia son: La Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), el Centro Nacional de Despacho (CND), el Consejo Nacional de Operación (CON), el Comité de Aspectos Comerciales (CAC).

En 2001, el Congreso de la República fomentó el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) por medio de la Ley 697. El URE se define como el aprovechamiento óptimo de todas las formas de energía. Esto significa consumir la mínima cantidad de energía procurando mantener la calidad de vida que brindan los servicios que de ella se reciben. Por ejemplo, se puede continuar utilizando el computador, el automóvil o cualquier dispositivo que requiera de cualquier suministro energético para funcionar, reduciendo al máximo el despilfarro de energía y la producción de desechos contaminantes. Si se lograra una práctica masificada del URE, se produciría un gran impacto representado en beneficios tanto económicos como ambientales (PRIAS, 2010).

Actualmente, el Sector Eléctrico colombiano se basa en un esquema de libre mercado, abierto a capitales privados y en el que se combina la división de actividades, la participación abierta y la regulación por parte del estado. El potencial del país en nuevas tecnologías de generación eléctrica a partir de energías renovables como la eólica, solar, biomasa, entre otras, ha sido poco explorado. Básicamente, el sistema de generación está dominado por la generación con energía hidráulica, correspondiente al 64% de la producción de energía eléctrica en el país, y seguida por la generación térmica que representa el 33% (CUADROS & ORTEGA, 2012).

1.4. Estructura del Sector Eléctrico

La modernización del Sector Eléctrico en Colombia trajo consigo una división del proceso de suministro de energía eléctrica en cuatro grandes sectores: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Igualmente, esta reestructuración llevó a la creación de los órganos de regulación y planeamiento mencionados en la sección anterior. Estos órganos están encargados de la gestión y administración de cada uno de los sectores que componen el Sistema Eléctrico. Un orden jerárquico de los órganos de regulación y planeamiento se

muestra en la Figura 1. También se presenta el ente gubernamental al cual cada uno de estos órganos está adscrito.

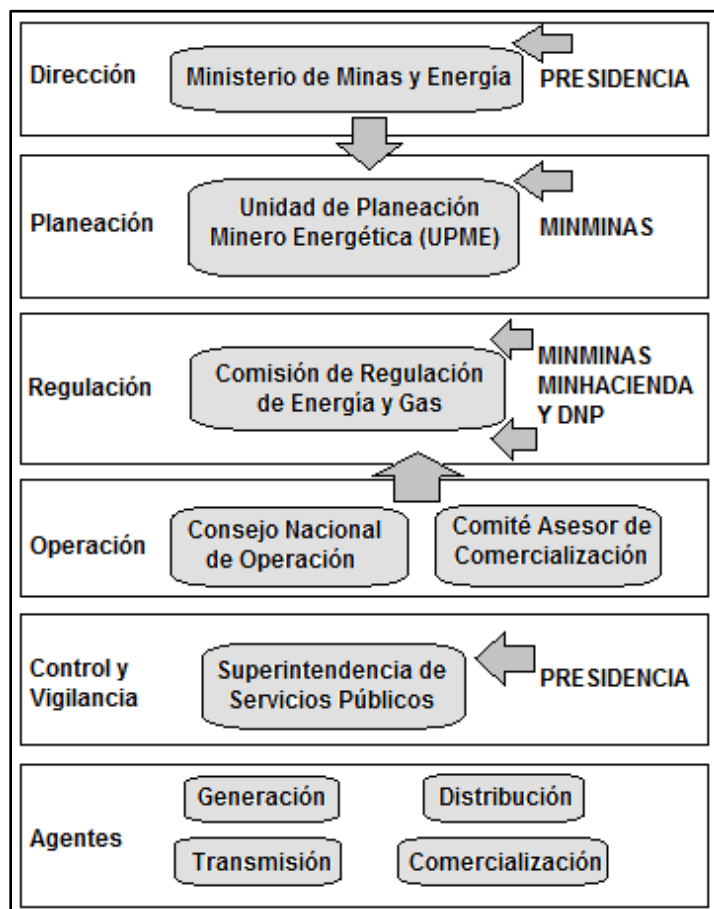


Figura 1: Órganos reguladores del Sector Eléctrico colombiano.

Fuente: www.eeb.com.co

La administración y operación del mercado está bajo la responsabilidad de XM, compañía filial de ISA. XM tiene a su cargo las funciones del CND, del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y del Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) (CUADROS & ORTEGA, 2012).

Ministerio de Minas y Energía (MME): Entidad pública, cuyo trabajo consiste en administrar los recursos naturales no renovables del país, asegurando una explotación óptima y viable, teniendo simultáneamente un especial cuidado en el medio ambiente, con el fin de garantizar su preservación, renovación y progreso

sostenible, esto conforme con los criterios señalados por las autoridades ambientales competentes.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): Unidad administrativa de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Su objetivo es prever en forma exhaustiva y coordinada con las entidades del sector minero energético, el desarrollo y beneficio de los recursos energéticos y mineros, elaborando y difundiendo información para la ejecución de acciones que lleven al cumplimiento de estas proyecciones.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Entidad técnica cuyo fin es conseguir que el suministro de los servicios de energía y gas se logre brindar a la mayor cantidad posible de usuarios, minimizando los costos de consumo mientras se remunera adecuadamente a las empresas prestadoras del servicio, siempre y cuando se garantice su calidad y continuidad.

Consejo Nacional de Operación (CNO): Organismo consultor y de asesoría. Su función consiste en concertar los aspectos técnicos que garanticen una correcta operación del SIN (seguridad, confiabilidad y economía). Además, es el órgano ejecutor del Reglamento de Operación.

Comité Asesor de Comercialización (CAC): Comité creado por la CREG, para asistirle en el seguimiento y revisión de los aspectos comerciales del MEM.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD): Organismo de carácter técnico. Por delegación del Presidente de la República, ejerce control, inspección y vigilancia a las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

Centro Nacional de Despacho (CND): Dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión de energía eléctrica en el SIN.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Ente encargado del registro de fronteras comerciales, de la subscripción de contratos de energía a largo plazo, del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; de la gestión de la cartera y del manejo de garantías.

Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN (LAC): Entidad encargada de liquidar y facturar los cargos por uso de las redes del SIN que le sean asignadas y de determinar el ingreso regulado a los transportadores.

1.5. Demanda y Capacidad Instalada

En países como Colombia, donde se presenta una gran diversidad de recursos naturales para la generación de energía eléctrica, el comportamiento de la explotación de un energético determinado se ve influenciado directamente por el comportamiento en la explotación de otro(s). Se ha llegado a comprobar inclusive, que algunos indicadores utilizados para la medición del crecimiento económico de un país afectan de manera notoria y directa algunos sectores energéticos (MEJÍA, 2005).

Durante los últimos años en Colombia, se ha presentado un crecimiento casi continuo de la demanda de energía eléctrica. Sin embargo, este crecimiento se ha ido dando a una razón inferior de la tasa de crecimiento de la economía del país. Este comportamiento puede ser en parte resultado de la desaceleración económica del año 2009, aunque también podría indicar que se está llevando a cabo un uso más eficiente de los recursos energéticos. Ver Figura 2.

Es oportuno aclarar que las bajas tasas de crecimiento presentadas a comienzos de los años 80 y finales de los 90 tienen su origen en crisis económicas. Por otro lado, la discontinuidad en el servicio ocurrida entre 1992-93 fue causada por el racionamiento eléctrico declarado por el gobierno nacional de la época (UPME, 2013). Para el año 2012, se mostró una recuperación frente a la desaceleración económica que se dio a finales de la década anterior, donde la demanda nacional de energía eléctrica alcanzo un aumento de 3,9% comparada con su valor en el año 2011.

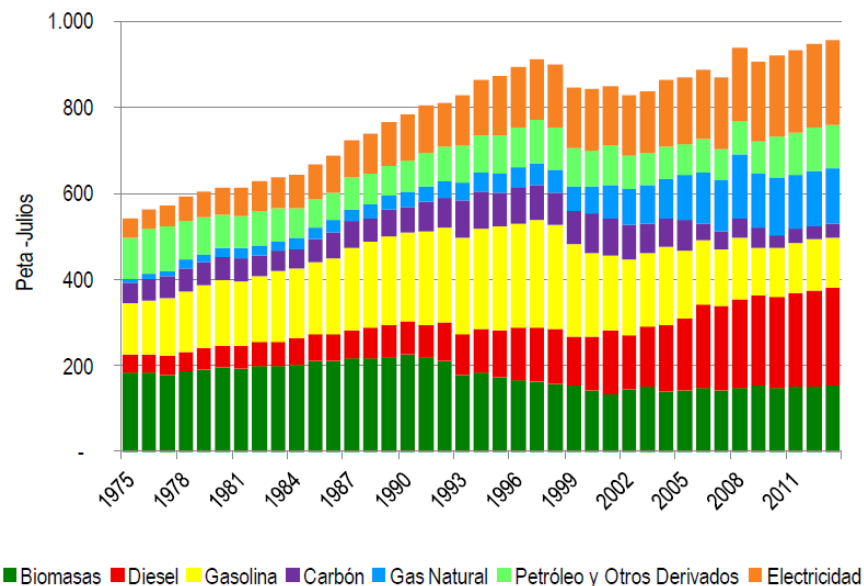


Figura 2: Demanda final de energía en Colombia.

Fuente: Balances Energéticos UPME.

Periódicamente, la UPME publica las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia para el SIN. El procedimiento para realizar esta proyección de demanda de energía eléctrica integra la aplicación de metodologías de series de tiempo y econometrías. Para la estimación en el corto plazo se aplican únicamente las series de tiempo, ya que permiten tener en cuenta tendencias y coyunturas recientes del consumo, así como los efectos calendario. Para el largo plazo, se aplican modelos econométricos que consideran la relación histórica del consumo de energía eléctrica con variables macroeconómicas y de población. A partir de la estimación del comportamiento futuro de éstas últimas, el cual es realizado por las agencias del gobierno responsables del tema, se establecen escenarios de evolución para el consumo y la demanda eléctrica (UPME S. d., 2010). Ver Figura 3.

Mediante el SIN se suministra energía eléctrica a todo el país, pero también existen varios sistemas locales aislados y estos se denominan Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN abarca cerca de la tercera parte del territorio nacional y provee cobertura al 96% de la población. Las partes restantes del territorio nacional ZNI proveen servicio solamente al 4% de la población. El ZNI es servido principalmente por pequeños generadores diésel (muchos de los cuales no están en buenas condiciones de funcionamiento), paneles solares y pequeñas centrales hidroeléctricas.

En las ZNI la proyección se realiza en base a la estimación del consumo futuro de combustibles destinados a la generación eléctrica y a los planes de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en dichas zonas.

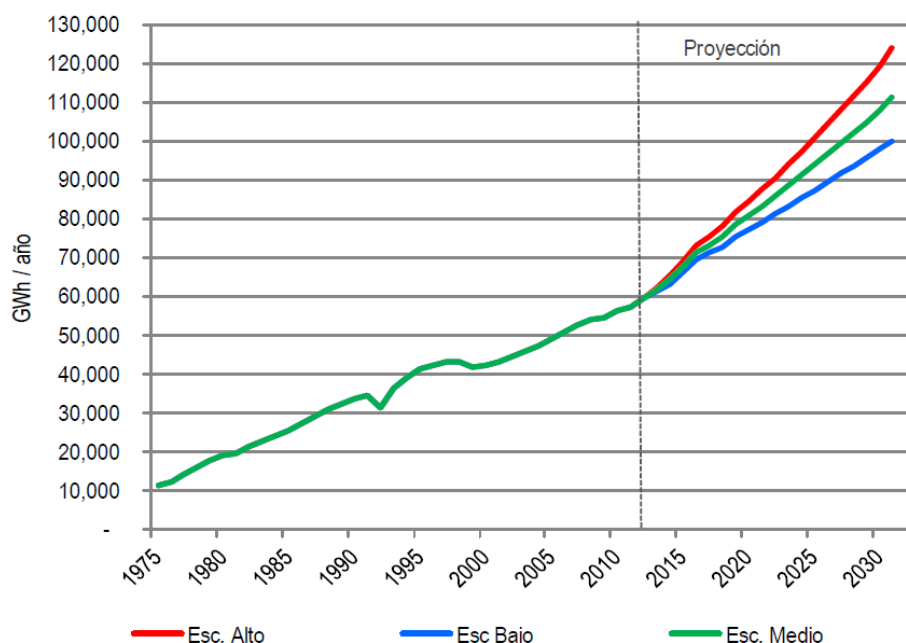


Figura 3: Escenarios de proyección de demanda nacional de energía eléctrica.
Fuente: (UPME S. , 2013)

Actualmente, se estima la siguiente capacidad instalada por fuente de energía.

Capacidad Instalada [MW]	
Plantas Hidráulicas	9231
Plantas Térmicas	4471
Plantas Menores y cogeneradores	721
Total	14423

Tabla 1: Capacidad instalada nacional.

Capítulo 2

PROBLEMA DEL DESPACHO HIDROTERMICO

2.1. Definición del problema

Los sistemas eléctricos que no poseen una sola fuente de energía eléctrica sino que poseen proporciones considerables de energía hidráulica y térmica son denominados sistemas hidrotérmicos. El despacho de energía en dichos sistemas se denomina Despacho Hidrotérmico (DHT).

El problema del DHT consiste en determinar la manera cómo se deben operar las centrales, es decir, se busca la política de operación que minimice al máximo los costos de generación de energía, a lo largo de determinado horizonte. El DHT es utilizado en los estudios de mercado de energía, planeamiento de la generación y de transmisión, entre otros.

Resulta útil un acoplamiento y un planeamiento óptimo en cuanto a manejo de recursos, para así llevar a cabo un adecuado modelamiento del problema del DHT. Se deben tener en cuenta aspectos técnicos, económicos y operativos de los componentes del sistema, también es necesario coordinar el funcionamiento tanto de centrales hidráulicas como térmicas, buscando establecer las condiciones y garantías necesarias para que la demanda de energía eléctrica sea satisfecha en el horizonte de planeamiento analizado.

El despacho hidrotérmico hace parte del planeamiento de la expansión y operación de los sistemas eléctricos. Es un plan que determina los niveles y los periodos de operación del parque generador térmico e hidráulico para satisfacer la demanda de electricidad, minimizando el costo de operación y cumpliendo exigencias de reservas de agua al final del periodo analizado.

En resumen, a partir del DHT se debe establecer un uso racional y eficiente a los recursos energéticos del sistema. Esto se logra representando el problema de

DHT como un problema de optimización matemática, ya que éste tipo de problemas representan el eje principal sobre el cual se soportan herramientas de manejo de datos, solución de modelos, técnicas inteligentes, entre otras.

La solución del DHT permite identificar finalmente en que partes del sistema se requiere hacer inversiones, poner en marcha proyectos y crear políticas de operación que finalmente conduzcan a soluciones de bajo costo de operación, mientras se satisfacen criterios técnicos que definen la confiabilidad, la seguridad y la calidad para el sistema de energía en el que se opera (MEJÍA, 2005).

El problema de despacho hidrotérmico parte de las siguientes premisas:

- Existe generación térmica e hidráulica. Sin embargo, a pesar de que la generación hidráulica se presenta en mayor proporción que la térmica, resulta insuficiente para atender toda la demanda durante todo el periodo de análisis.
- Debe atenderse toda la demanda en todos los periodos, esto es, no debe aparecer racionamiento o potencia no suministrada (PNS).
- Debe minimizarse el vertimiento. El vertimiento es el agua del embalse que pasa por la central (específicamente por el vertedero de la central) sin ser turbinada, es decir, agua que no se transforma en energía eléctrica y que finalmente se considera como agua no aprovechada.
- Deben respetarse los límites operativos del sistema.
- Se asume que el costo del agua es cero, sin embargo, el agua tiene un costo indirecto que está asociado a la generación térmica que desplaza la generación hidráulica programada.
- Se asume que la demanda futura es conocida para cada periodo de tiempo.

- Se asume que la capacidad de generación futura de las plantas existentes se conoce para cada periodo.
- Se conoce el costo de generación de las plantas térmicas por MW y por periodo.

2.2. Características del DHT

El problema del DHT se caracteriza por ser de naturaleza estocástica y dinámica, producto de la incertidumbre en las afluencias futuras (hidrología) que llega a los embalses, del precio de los combustibles de generadores térmicos (que consumen gas, fuel oil, diesel), de la variabilidad de la demanda, del acoplamiento en el tiempo de las decisiones que se toman para cada período (las medidas que se apliquen hoy tendrán consecuencias futuras) y del acoplamiento producido por la dependencia entre algunas plantas hidráulicas, lo que se conoce como cadenas hidráulicas (lo que turbinas una central hidráulica afecta las centrales ubicadas aguas abajo) (JIMENEZ & PAUCAR, 2007).

Al buscar una estabilidad y buena participación en el URE, se adquiere también un compromiso con el buen uso de recursos necesarios para la producción de energía, es por esto que las entidades encargadas del despacho de generación de energía, en el caso particular de las centrales hidráulicas, deben estar enteradas de la cantidad de recursos hídricos disponibles en periodos futuros.

A partir de series de tiempo de años anteriores, se ha comprobado que en los datos (caudales) de los ríos se presenta un fenómeno periódico año tras año, no obstante, es difícil suponer o extraer el caudal medio mensual a partir de datos históricos que más se aproxime a la realidad. Dada la dificultad en el comportamiento de esta variable, en el problema de DHT se han realizado diferentes trabajos en el que se han propuesto distribuciones de probabilidad para modelar las hidrologías, simulación de diferentes escenarios, predicción de hidrologías para un tratamiento posterior en forma determinística (MEJÍA, 2005).

Siguiendo con la política del buen uso de recursos necesarios para la producción de energía, también es necesario estar al tanto del precio del combustible para todo el horizonte de planeamiento del DHT, independientemente del combustible empleado. Debido a que estos precios son volátiles (pueden cambiar de un mes a

otro), en ocasiones se suponen escenarios del comportamiento de los precios de los combustibles, pero los estudios son difíciles y deben tener en cuenta muchas variables como tipo de combustible, transporte, o incluso variables que no son obvias en una primera impresión como la administración política de los países exportadores de gas, carbón, petróleo, etc.

La demanda de energía es una variable aleatoria con un comportamiento más predecible que la hidrología. Generalmente esta asciende de un año para otro, excepto en épocas de recesión económica donde puede bajar y alcanzar niveles presentados varios años atrás (MEJÍA, 2005). En el capítulo 1, en la sección 1.3. (Demanda y capacidad instalada) se hace mención a este tema.

La operación de un sistema hidrotérmico es un problema acoplado en el tiempo, es decir, una decisión operativa hoy afecta el costo operativo futuro. Ver Figura 4. Por lo tanto, la solución óptima de este problema es un equilibrio entre el beneficio presente del uso del agua y el beneficio futuro de su almacenamiento, medido en términos de la economía esperada de los combustibles de las unidades térmicas.

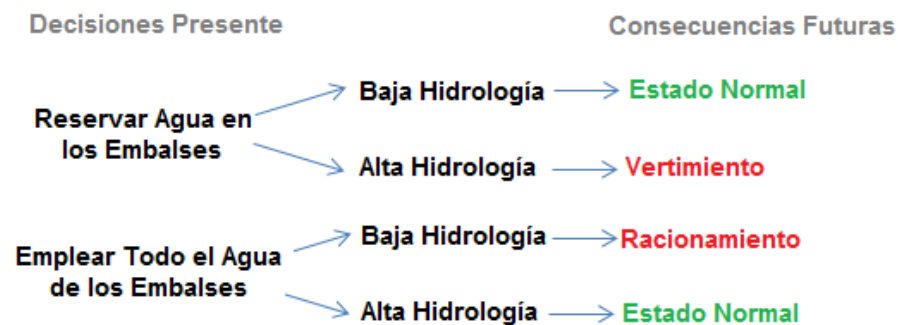


Figura 4: Escenarios de decisión.

2.3. Extensiones de tiempo en el DHT

La solución del despacho hidrotérmico depende del horizonte de planeamiento ya que a medida que éste disminuye, el número de variables crece y manipular todas las restricciones se hace cada vez más complicado. Es por esto que esté planeamiento se puede desacoplar y realizarse en diversos horizontes de tiempo:

- Despacho hidrotérmico a largo plazo: A través de distribuciones de probabilidad se facilita el manejo de las variables estocásticas como las afluencias. Contiene un horizonte de tiempo que varía entre uno y cinco años, además es subdividido en etapas, generalmente meses.
- Despacho hidrotérmico a mediano plazo: Es una etapa de transición entre el despacho a largo y corto plazo. El horizonte de tiempo comprendido oscila entre varios meses y un año, habitualmente desagregado en subperíodos de semanas o meses, en los cuales se despacha independientemente cada unidad generadora. Por lo general el problema se trabaja en nodo único y no se tiene en cuenta restricciones por el Sistema de Transmisión. Tiene como base el plan realizado en el despacho a largo plazo.
- Despacho hidrotérmico a corto plazo: También llamado planeamiento operativo. Abarca un horizonte de una semana fraccionada en horas. Tiene en cuenta nuevas restricciones por el sistema de transmisión y disponibilidad de las máquinas, sin embargo, tiene como base los planes realizados en el largo y mediano plazo, es por esto que en ocasiones se debe realizar un redespacho de energía para cumplir con todas las condiciones operativas del sistema.

2.4. Centrales Hidráulicas

Una central hidroeléctrica es aquella en la que se aprovecha la energía potencial del agua, la cual es convertida en energía cinética y seguidamente es transformada en energía eléctrica a través de un sistema turbina-generador. La mejor forma de explotar la energía potencial es usar una diferencia de nivel natural o construir una artificial empleando el caudal de un gran río, lo que se obtiene son embalses creados a partir de represas.

Después de retener el agua en el embalse, ésta es conducida a través de una tubería de presión hasta la casa de máquinas, donde se produce energía mecánica por medio de una turbina que rota por causa del agua que fue conducida. Posteriormente un generador eléctrico acoplado al eje de la turbina, aprovecha la energía mecánica o cinética de rotación y la convierte en energía

eléctrica. Luego de que el agua ha sido utilizada para la producción de energía eléctrica, es encaminada por los canales de fuga para que finalmente siga su cauce.

En cuanto a capacidad de generación de electricidad, existen dos características principales que distinguen a una central hidroeléctrica, la potencia y la energía garantizada en un lapso de tiempo determinado. La potencia depende del desnivel que hay desde el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, del máximo caudal turbinable, y de las propiedades individuales de las turbinas y de los generadores utilizados en la transformación. Antes de un periodo establecido de tiempo, por lo general un año, se garantiza cierta cantidad de energía establecida a partir de valoraciones que tienen en cuenta el volumen útil del embalse y la potencia instalada.

Entre los principales elementos que constituyen una central hidráulica se pueden mencionar la presa, el canal de derivación, la tubería de presión, las compuertas y el accionamiento de las mismas, los órganos de obturación o válvulas, la cámara de turbinas, el tubo de aspiración, el canal de desagüe y la casa de máquinas.

En países tropicales donde por su ubicación privilegiada se cuenta con ventajas hídricas y topológicas, son comunes las centrales hidráulicas y la generación de éstas centrales representa un elevado porcentaje de la capacidad instalada de los respectivos Sistemas Eléctricos. Sin embargo se corre un alto riesgo de racionamientos y potencia no suministrada, debido a falta de recursos cuando se presentan bajas hidrologías en los ríos que alimentan a las centrales de generación hidráulica, y es por esta razón que en muchos de estos países se implementa una política para que la oferta de energía crezca a partir de nuevas formas y fuentes de generación de energía eléctrica, logrando de este modo aumentar la confiabilidad y seguridad del despacho en los Sistemas Eléctricos.

Inicialmente se creía que la generación hidráulica era una energía limpia, pero con los años se comprobó que este concepto no es del todo cierto, ya que a pesar de que el proceso de producción si es limpio, se origina un eminente impacto ambiental con la construcción de las represas. Como todas las fuentes de producción de energía eléctrica, en la generación hidráulica se cuenta con beneficios y perjuicios.

Entre las ventajas se encuentran:

- Producción limpia.
- Los costos por uso de consideran nulos debido a que no emplean combustibles.
- Sistema seguro y eficaz.
- Vida útil duradera.
- Las represas se emplean para controlar inundaciones en poblaciones aguas abajo.
- Los embalses sirven como abastecimiento de agua para riegos.
- Son además dedicadas a recreación y turismo para la población en general.

Dentro de las desventajas están:

- Altos impactos ambientales y sociales.
- Las hidrologías cambian según la época del año, es por esto que la disponibilidad de la planta es restringida.
- Grandes costos de inversión.
- Las construcciones son consideradas en el largo plazo.
- Es necesario construir redes de transmisión largas para que la energía pueda llegar a los grandes centros de consumo, debido al gran distanciamiento que existe con las plantas hidráulicas.

Existen diversos tipos de centrales hidráulicas que son clasificadas según su concepción arquitectónica, por la forma de captación o régimen de flujo y por la altura de caída del agua. Entre los tipos más destacados, conforme al criterio de clasificación *forma de captación* se ubican:

- Centrales Filo de agua: Éstas no tienen gran capacidad de almacenamiento de energía, es decir, poseen baja capacidad de almacenamiento, por lo que dependen únicamente del caudal disponible en el río que abastece a la central. El razonamiento que rige a este tipo de centrales es el mismo, pero al carecer de un gran embalse, la casa de máquinas debe trabajar con la afluencia directa del río. En la construcción preveía de este tipo de centrales se buscan ríos con afluencias constantes que puedan garantizar una potencia determinada en los periodos de tiempo establecidos. Generalmente emplean turbinas tipo *Francis*.

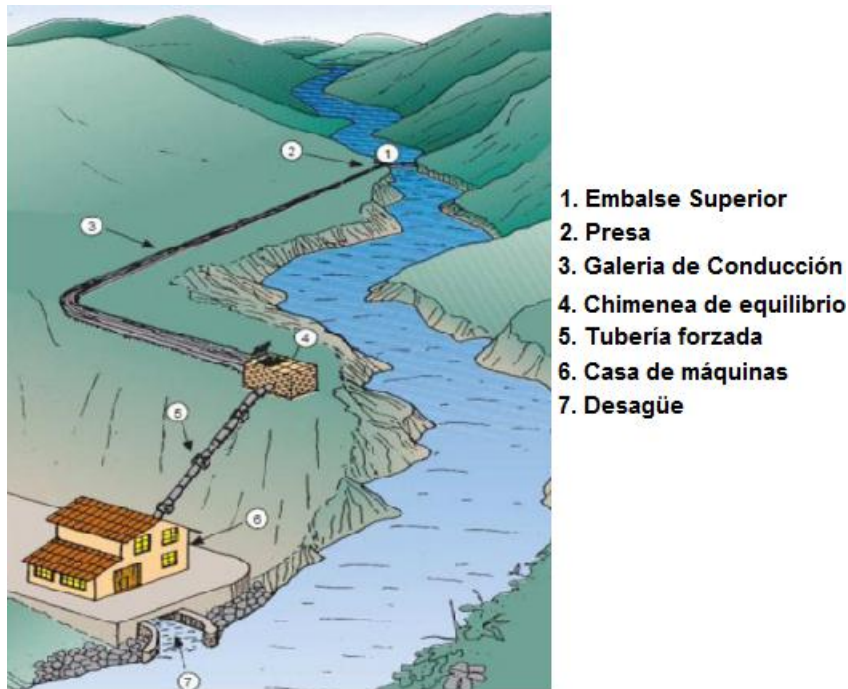


Figura 5: Típica central Filo de Agua.
Fuente: www.elcondensador.net

- Central con Embalse: Este tipo de centrales permite la reserva de energía por medio del recurso hídrico. Pueden regularizar la proporción de agua que se asigna para la generación de energía eléctrica y la porción de agua restante que se reserva para la generación en períodos futuros. Ver Figura 4.

La estrategia utilizada para la coordinación del embalse busca estar acorde con la evolución del planeamiento energético de la operación, y de esta forma también se encuentra la manera en que se puedan satisfacer las exigencias de uso racional y eficiente de los recursos energéticos.

Para este tipo de centrales se emplean comúnmente las turbinas tipo *Pelton*.

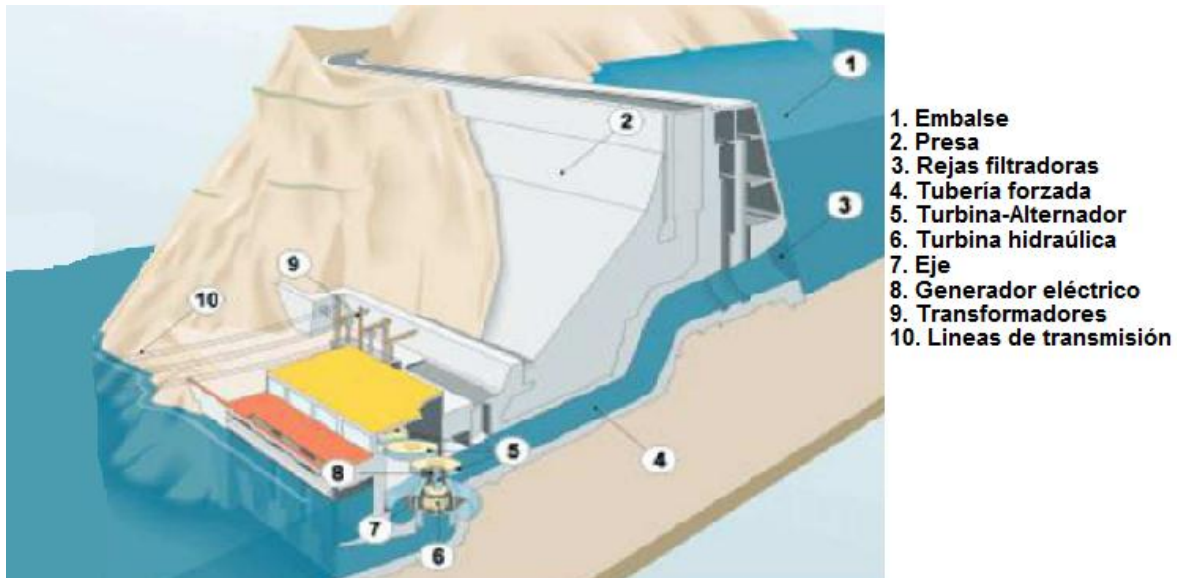


Figura 6: Típica central de *Embalse*.
 Fuente: www.elcondensador.net

2.4. Centrales Térmicas

Es una planta puesta en marcha para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, habitualmente mediante la combustión de diferentes tipos de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón., es llamada central termoeléctrica. Un ciclo termodinámico convencional dispone de la energía en forma de calor para mover un alternador y producir energía eléctrica.

Primero, en depósitos adyacentes, que hacen las veces de bodega, se guardan los suministros de combustible, que abastecen a la central, después éstos son trasladados a la caldera, en donde los quemadores provocan la combustión de la materia prima empleada (combustibles) y se genera la energía en forma de calor. Alrededor de la caldera, se encuentran una serie de tubos que contienen agua, ésta es convertida en vapor gracias al calor originado en la caldera por la combustión. Posteriormente, entra a presión en la turbina, produce movimiento rotacional en ella y este desplazamiento es aprovechado por un generador eléctrico que se encuentra acoplado al eje de la turbina. Finalmente, hay generación de energía eléctrica, y el vapor es convertido nuevamente en agua por medio de un condensador y conducido a los tubos en torno a la caldera.

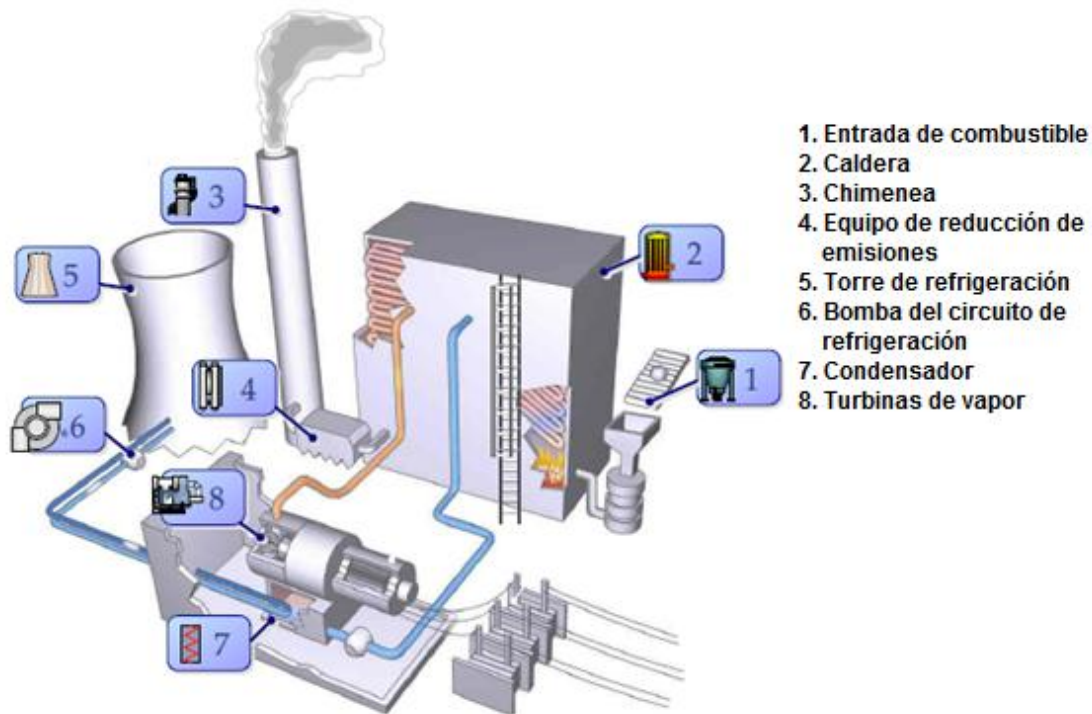


Figura 7: Esquema de una planta térmica.
Fuente: (GARCES, 2008)

Como las plantas hidráulicas, también existen varios tipos de centrales térmicas: convencionales, de ciclo combinado, nucleares. En éstas últimas la caldera es reemplazada por un reactor.

Ventajas:

- Bajos costos de inversión.
- Tiempos de construcción considerablemente cortos.
- Representan un respaldo en la disponibilidad constante de electricidad de los sistemas hidroeléctricos.

Desventajas:

- La combustión de combustibles provoca emisiones de gases de efecto invernadero y de lluvia ácida.
- La disponibilidad de combustibles está limitada a las reservas del mismo, ya que los combustibles fósiles son finitos.

- Presentan un rendimiento relativamente bajo, a pesar de que se han incluido grandes mejoras.

Como se indicó anteriormente, algunas centrales termoeléctricas aportan al efecto invernadero expulsando dióxido de carbono a la atmósfera, generando daños en el medio ambiente. Pero también se debe considerar que la masa de este gas emitida por unidad de energía generada, difiere de un caso a otro.

Por ejemplo el caso del carbón que está compuesto de carbono e impurezas, la mayor parte del carbono que es quemado, después se convierte en dióxido de carbono pero también puede convertirse en monóxido de carbono si la combustión es pobre en oxígeno.

Diferente es el juicio cuando el combustible empleado es el gas natural, ya que en éste por cada átomo de carbono existen cuatro de hidrógeno y éstos también provocan energía al ser transformados en agua, por lo que contaminan menos por cada unidad de energía que producen y la emisión de gases nocivos originarios de la combustión de impurezas, es mucho menor.

En el caso de las centrales nucleares, que obtienen el calor mediante la fisión controlada de núcleos de uranio, no se contribuye al efecto invernadero, pero se tienen dificultades con los residuos radioactivos que deben ser guardados durante miles de años y existe la posibilidad de accidentes.

2.5. Modelamiento Matemático

En el presente trabajo se busca identificar y describir las variables que afectan directamente los costos de operación de un sistema hidrotérmico debido a la indisponibilidad de las centrales por mantenimiento en diferentes intervalos del período de estudio. En este sentido primero se debe plantear una solución óptima al problema de DHT, en la que se coordinen eficientemente los recursos energéticos disponibles en el sistema. Posteriormente se adiciona la indisponibilidad como una nueva restricción del problema.

El horizonte de planeamiento es de 52 semanas, equivalentes a un año, por lo tanto se habla de DHT en el mediano plazo. El modelo matemático que se presenta trabaja en un sistema de nodo único, es decir, no considera la red de transmisión.

El modelo matemático planteado consiste en un problema de optimización, cuya función objetivo es minimizar la expresión que contiene el costo de operación de las centrales térmicas, el costo asociado al racionamiento y el costo vinculado a una penalización por vertimiento. El problema es restricto y, por lo tanto, deben satisfacerse, en todo momento las restricciones a las cuales el sistema está sujeto, las cuales son:

- Balance de energía.
- Balance hídrico.
- Generación hídrica.
- Límites de generación térmica.
- Límites de generación hidráulica.
- Límites de turbinamiento.
- Límites de almacenamiento.
- Indisponibilidad de las máquinas en cada central por periodos.

El objetivo implícito de mayor importancia en el problema es atender la demanda en su totalidad para todos los periodos de tiempo, evitando al máximo el racionamiento. Para la solución del modelo matemático presentado, se debe contar con los siguientes datos de entrada:

- Proyección de demanda solicitada para cada período.
- Comportamiento de las series hidrológicas que alimentan a las centrales hidráulicas.
- Valor del factor de turbinamiento de cada central hidráulica.
- Capacidad máxima de generación y de turbinamiento de todas las centrales.
- Volumen inicial, útil y máximo viable de los embalses.
- Proyección de costo por MW de las unidades térmicas para cada periodo.
- Tasa estimada del valor de las perdidas por racionamiento.
- Tarifa estipulada a la penalización por vertimiento.

Finalmente quedan por definir las variables de decisión del problema para todos los periodos de tiempo: las generaciones de cada central (tanto térmicas como hidráulicas), el volumen de los embalses, el turbinamiento, el vertimiento y racionamiento en caso de que estos dos últimos se presenten.

A continuación se presenta formalmente el modelo matemático propuesto.

Notación:

t	<i>Periodos de tiempo</i>
nct	<i>Número de centrales térmicas</i>
nch	<i>Número de centrales hidráulicas</i>
$cost_{nct,t}$	<i>Costo de operación de la central térmica nct en el periodo t</i>
$g_{nct,t}$	<i>Generación térmica de la central nct en el periodo t</i>
$gmax_{nct,t}$	<i>Generación máxima térmica de la central nct en el periodo t</i>
$gh_{nch,t}$	<i>Generación hidráulica de la central nch en el periodo t</i>
$gmaxh_{nch,t}$	<i>Generación máxima hidráulica de la central nch en el periodo t</i>
$cr1_t$	<i>Costo del racionamiento en el periodo t</i>
gr_t	<i>Generador ficticio o de racionamiento en el periodo t</i>
$cv1_t$	<i>Costo del vertimiento en el periodo t</i>
$vv_{nch,t}$	<i>Vertimiento de la central hidráulica nch en el periodo t</i>
d_t	<i>Demanda en el periodo t</i>
$v_{nch,t}$	<i>Volumen del embalse de la central hidráulica nch en el periodo t</i>
$vmax_{nch,t}$	<i>Volumen máximo del embalse de la central hidráulica nch en el periodo t</i>
$a_{nch,t}$	<i>Afluencia a la central hidráulica nch en el periodo t</i>
$u_{nch,t}$	<i>Turbinamiento de la central hidráulica nch en el periodo t</i>
$umax_{nch,t}$	<i>Turbinamiento máximo de la central hidráulica nch en el periodo t</i>

Función objetivo

$$\min \text{costo}_{total} = \sum_{i=1}^{nct} \sum_{j=1}^t \text{cost}_{i,j} \cdot g_{i,j} + \sum_{j=1}^t cr1_j \cdot gr_j + \sum_{k=1}^{nch} \sum_{j=1}^t cv1_j \cdot vv_{k,j} \quad (1)$$

Restricciones

1. *Balance de energía*

$$\sum_{i=1}^{nct} g_{i,t} + \sum_{k=1}^{nch} gh_{k,t} + gr_t = d_t \quad (2)$$

2. *Balance hídrico*

$$v_{nch,t} = v_{nch,t-1} + a_{nch,t} - u_{nch,t} - vv_{nch,t} \quad (3)$$

3. *Límite de generación térmica*

$$g_{nct,t} \leq gmax_{nct,t} \quad (4)$$

4. *Límite de generación hidráulica*

$$gh_{nch,t} \leq gmaxh_{nch,t} \quad (5)$$

5. *Generación hidráulica*

$$gh_{nch,t} = fto_{nch,t} * u_{nch,t} \quad (6)$$

6. *Límite de turbinamiento*

$$u_{nch,t} \leq umax_{nch} \quad (7)$$

7. Límite de almacenamiento

$$v_{nch,t} \leq v_{max_{nch}} \quad (8)$$

Para efectos del análisis del impacto del embalse (almacenamiento de agua) en el costo de la energía y las reservas, se trabajan cuatro modelos matemáticos, todos ellos incluyen el efecto del vertimiento y del racionamiento: **1.** Sin embalse, presenta la restricción adicional número 9 que garantiza que no se almacene agua, es decir, hace que el volumen en todo momento sea igual inicial. **2.** Embalse sin meta de generación, no presenta restricción adicional, permite usar el embalse libremente y no tiene meta de generación. **3.** Embalse con meta de generación, presenta la restricción adicional número 10, que fija la meta de generación en el último período. **4.** Cadena hidráulica, presenta la restricción adicional número 11, que representa la meta de generación y la restricción número 12 que gobiernan el balance hídrico de la central hidráulica aguas abajo. Todos los modelos aplican como estructura principal el modelamiento anterior.

8. Restricción adicional modelo 1

$$v_{nch,t} = v_{0_{nch}} \quad (9)$$

9. Restricción adicional modelo 3

$$v_{nch,12} = v_{f_{nch}} \quad (10)$$

10. Restricciones adicionales modelo 4

$$v_{nch,12} = v_{f_{nch}} \quad (11)$$

$$v_{1,t} = v_{1,t-1} + u_{3,t} * fcn_t + a_{1,t} * fcn_t - u_{1,t} * fcn_t - vv_{1,t} \quad (12)$$

2.6. Estado del arte del DHT

Cuando un país busca extraer el máximo beneficio de sus recursos protegiendo el medio ambiente se está convergiendo hacia el crecimiento económico, el desarrollo social y, el bienestar nacional (MEJÍA, 2005).

La creación de políticas de operación para una correcta utilización de los bienes energéticos, ha hecho que en los últimos años el concepto de uso racional y eficaz de energía adquiriera una gran trascendencia, al punto de integrarse dentro de los esquemas de planeamiento energético nacional de muchos países, especialmente de aquellos donde se cuenta con sistemas Hidrotérmicos.

En 1954 se publica el primer trabajo sobre Despacho Hidrotérmico “*Computer Search for Economical Operation of a Hydrothermal Electric System*”. Desde este año hasta 2012 se encuentran publicados 365 trabajos en la base de datos de IEEE XPLORE. Algunos otros términos que se utilizaron en la búsqueda bibliográfica del Despacho Hidrotérmico son: coordinación, asignación y programación (dispatch, coordination, planning y scheduling). La Figura 8 muestra la distribución del total de trabajos según el término con el que se denominan.

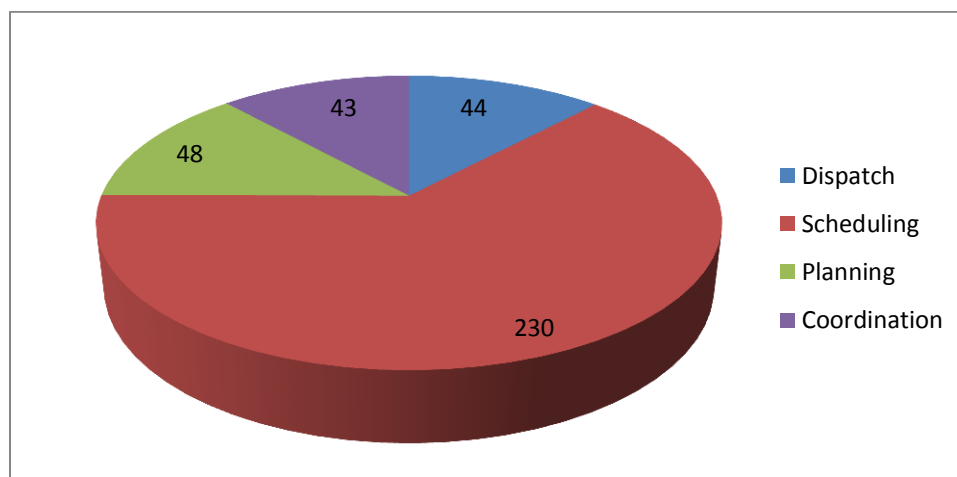


Figura 8: Número de trabajos según las palabras de búsqueda.

En la investigación de la bibliografía se pueden clasificar las propuestas de acuerdo al año de publicación, país de ubicación de la universidad o centro de

investigaciones donde se realizó el trabajo, horizonte de tiempo del planeamiento, entre otros.

De acuerdo con el primer criterio (año de publicación) los trabajos encontrados en la base datos IEEE XPLORE se distribuyen en la Figura 9. Una distribución de acuerdo a la cantidad de trabajos publicados por país desde 1954 hasta 2012 se presenta en la Figura 10.

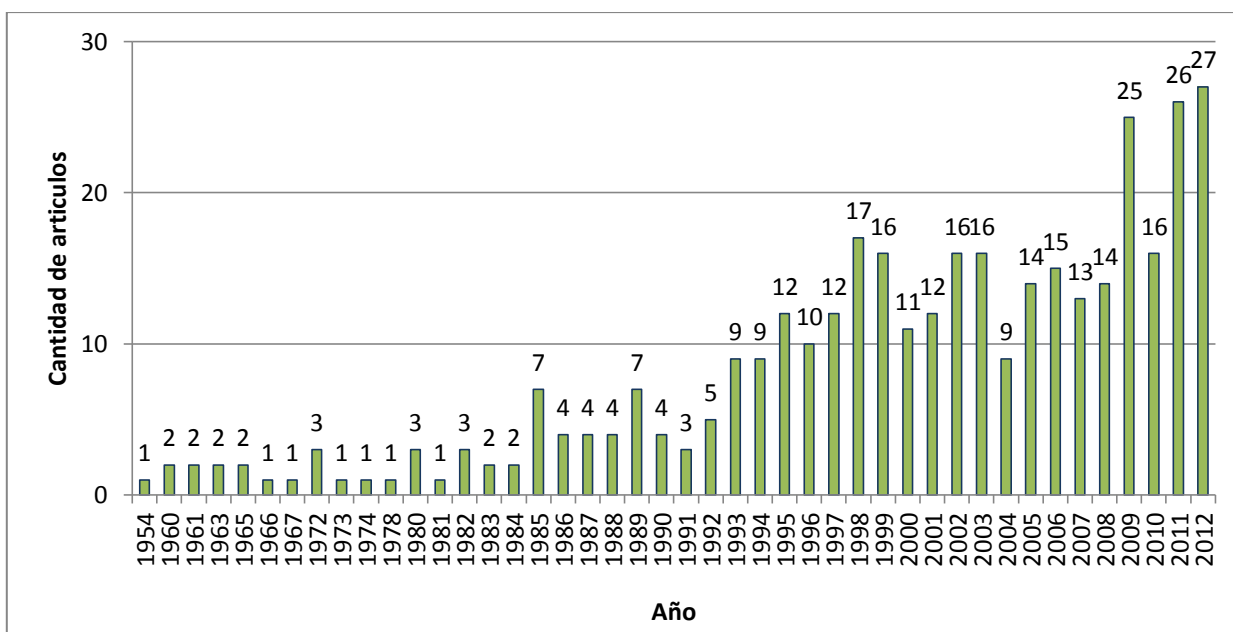


Figura 9: Cantidad de artículos por año en *journals* IEEE.

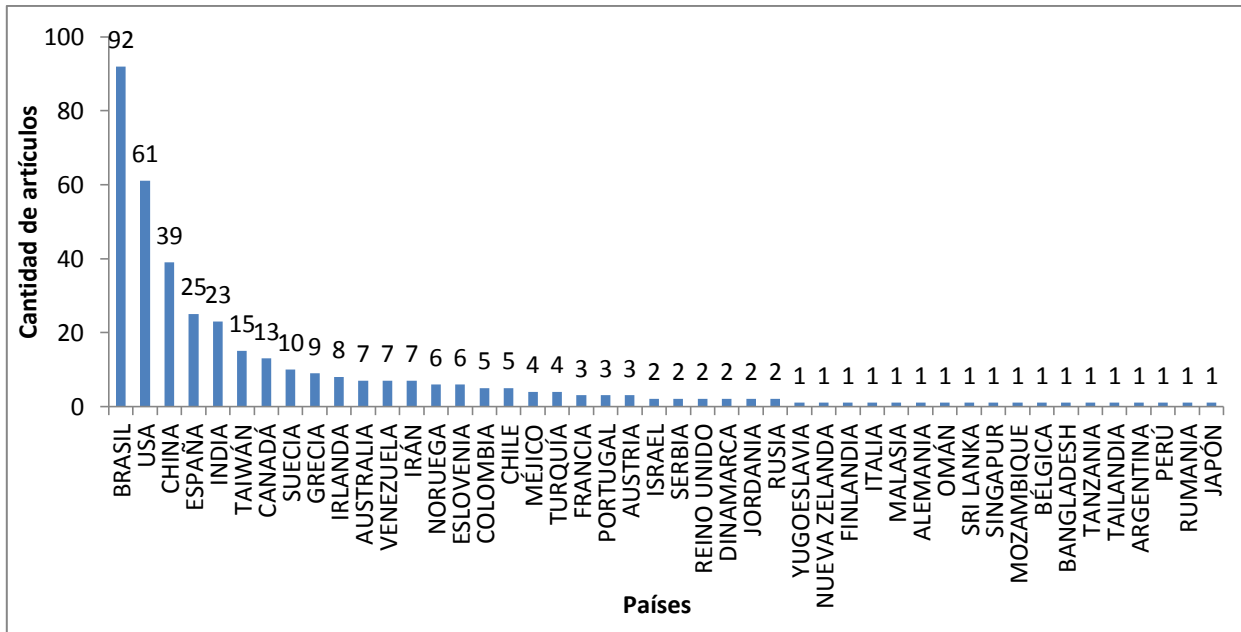


Figura 10: Artículos por país desde 1954 hasta 2012 en *journals* IEEE.

Los trabajos proceden de 46 países, de 198 en los que está dividido el planeta. Brasil, Estados Unidos y China han publicado el 52,6 % de los artículos (192 artículos en total).

Colombia está presente con cinco trabajos publicados en la base de datos IEEE XPLORE, los cuales son:

- Modular and Flexible software for Medium- and Short-Term Hydro-Thermal Scheduling, en 1988.
- Operations Planning of Colombian Hydro-Thermal Interconnected System, en 1991.
- Short Term Hydrothermal Scheduling under Bilateral Contracts, en 2001.
- The Colombian Electricity Market and its Impact in Hydrothermal Expansion, en 2008.
- Long-term Energetic Analysis for Electric Expansion Planning Under High Wind Power Penetration Scenarios in Colombia and Neighboring Countries, en 2012.

Capítulo 3

PROBLEMA DE PLANEAMIENTO DE MANTENIMIENTO DE UNIDADES GENERADORAS EN UN SISTEMA HIDROTERMICO

3.1. Introducción

Sin importar el tamaño de un sistema eléctrico de potencia (pequeño, mediano o de gran envergadura) y sin considerar la clasificación de las centrales por su tipo de captación o la clase de turbina que emplean cada una, se destaca el gran valor que adquieren las plantas de generación de energía eléctrica en general para poder mantener los valores nominales de tensión y frecuencia en todo el sistema, mediante los cuales se logra simultáneamente satisfacer en todo momento las demandas de energía. Es por esto que se precisa un correcto funcionamiento de todos los elementos, equipos e instalaciones que hacen parte de cada central de manera constante e ininterrumpida.

A la hora de realizar algún programa de mantenimiento, se debe tener en cuenta diferentes aspectos como: un pleno conocimiento respecto de lo que se busca, que función desarrollan cada uno de los equipos a los que se planea realizar mantenimiento, examinar y considerar informes de mantenimientos anteriores, tener a disposición los repuestos y materiales correspondientes, determinar de la manera más acertadamente posible el intervalo de tiempo en que se debe interrumpir la disposición normal de generación de cada máquina en la central, razón por la cual se ve disminuida temporalmente la capacidad instalada de la planta.

Se busca entonces reducir las horas de mantenimiento de las unidades generadoras, sin que esto signifique reemplazar un trabajo de buena calidad por uno inadecuado. Se tiene como objetivo principal establecer el espacio de tiempo en determinado horizonte, en donde se efectuarán las labores de mantenimiento. En lo posible, todos los trabajos se desarrollarán en las horas mínimas de demanda, con excepción del mantenimiento correctivo.

No siempre el período que transcurre entre un mantenimiento y otro en un determinado equipo es el mismo para otro equipo de características similares.

Esto se debe a que algunas partes, secciones y/o piezas deben ser revisadas de forma diaria, mientras que otras requieren revisión de forma semanal, mensual, bimensual, anual y en otros casos particulares con tiempos superiores. Tampoco el intervalo de tiempo entre un mantenimiento y otro es el mismo entre equipos que desempeñan actividades similares, debido a la variedad de empresas que los fabrican. Así mismo, el tiempo de vida útil que le resta a cada una es diferente, ya que no todos entran en funcionamiento simultáneamente. Finalmente, la heterogeneidad de esfuerzos entre los equipos es otro factor que influye en la longitud de los lapsos de tiempo entre mantenimientos.

Se debe tener en cuenta que una cantidad excesiva de mantenimientos o su repetición con demasiada frecuencia, puede traer como consecuencia adversa el deterioro de ciertos instrumentos con los que se trabaja, como ocurre con el deterioro de pernos, el desalineamiento de ejes, el aumento de holguras en cojinetes, entre otros. Así mismo éstos incorporan un costo adicional.

Al finalizar el mantenimiento correspondiente a cada uno de los equipos, se deben efectuar pruebas y mediciones con instrumentos apropiados, para asegurarse del correcto funcionamiento de todos los sistemas. Además, se debe realizar un informe correspondiente, el cual es respaldado por las medidas realizadas durante el mantenimiento. Este informe debe contener las recomendaciones pertinentes, como una lista de piezas o partes que presentan cierto deterioro, recomendando efectuar su pedido y cambio consecuente.

Un mantenimiento apropiado busca:

- Conservar los equipos en condiciones satisfactorias de operación.
- Evitar fallas durante una operación normal y disminuir los tiempos debidos a salidas de operación imprevistas.
- Aumentar la vida útil de un sistema o equipo.
- Construir un historial de reparación y mantenimiento.

- Establecer que piezas deben ser reemplazadas para futuros mantenimientos.

3.2. Mantenimiento de las centrales

Las condiciones de trabajo de los equipos en centrales de generación de energía eléctrica de origen tanto térmico como hidráulico son muy rigurosas, motivo por el cual con el paso del tiempo, puede presentarse fatiga de materiales, originarse flujos funcionales o parciales que desgastan las máquinas, fugas, corrosiones, entre otros. Condiciones que en general influyen en la reducción del rendimiento de las unidades en operación y que de no ser reparadas, podrían llevar a la planta a su indisponibilidad total.

Los factores de riesgo de cada tipo de planta, las contingencias que surgen a través de un periodo de operación y los defectos de diseño también son causantes de fallas en las instalaciones. Debido a esto, es preciso definir un programa de mantenimiento (inspecciones generales y paradas mayores) con el fin de examinar el estado físico y correcto funcionamiento de cada uno de los diferentes componentes y, de ser necesario, sustituir o reparar elementos que estén causando daño.

Los beneficios que aporta una adecuada planificación de las operaciones de mantenimientos se pueden medir en términos de (MATA CABRERA, 2007):

- La disminución del riesgo al reducir la probabilidad de ocurrencia de fallos indeseables o no previstos.
- El aumento o la recuperación de los niveles de eficiencia de la instalación o equipo.
- El incremento de la vida operativa (entre un 10 y un 35%).
- El cumplimiento de los requerimientos de seguridad y medioambiente.

- La contribución a la mejora continua (calidad) del sistema.
- La reducción del costo operativo de las centrales y del sistema como un todo.

El mantenimiento correctivo es una forma de mantenimiento del sistema que se realiza después de ocurrido un fallo en el sistema con el objetivo de restablecer la operatividad del sistema. Para evitar en lo posible el mantenimiento correctivo, se debe efectuar periódicamente un mantenimiento preventivo, para todas y cada una de las partes del sistema.

El mantenimiento preventivo puede definirse como la programación de actividades de inspección de los equipos, tanto de funcionamiento como de limpieza y calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica con base en un plan de aseguramiento y control de calidad. Su propósito es prevenir las fallas, manteniendo los equipos en condiciones adecuadas de operación.

El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de alguno de los componentes de una máquina, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base en un plan, justo antes de que ocurra su falla. Así, el tiempo fuera de operación del equipo se minimiza y el tiempo de vida útil del componente se maximiza.

De los tres tipos básicos de mantenimiento, el más utilizado en el PAM (Plan de Mantenimiento Anual), es el cual constituye el mantenimiento preventivo. La CREG, el organismo rector del sistema eléctrico colombiano, es quien expide las reglas para realizar dicho plan.

3.3. Coordinación de los planes de mantenimiento

En cualquier sistema eléctrico, es necesaria la coordinación de salidas de operación por mantenimiento entre las diferentes empresas generadoras de energía sin importar su tipo o clasificación. Con el objetivo de evitar grandes

indisponibilidades de la capacidad instalada. Un cruce desmesurado de horarios de mantenimiento entre centrales de gran capacidad trae como consecuencia altos sobrecostos en el sistema eléctrico, generando pérdidas e incluso lapsos de tiempo con demanda no atendida. Además de la coordinación de horarios de mantenimiento entre las plantas generadoras, se debe realizar una coordinación con los horarios de mantenimiento del sistema de transmisión.

Como una forma de coordinar los planes de mantenimiento de las centrales, en algunos países por medio de los organismos de control competentes, se le solicita a las empresas propietarias u operadoras de unidades o plantas generadoras despachadas centralmente, que ingresen su programa de mantenimientos y/o desconexiones a una base de datos mediante un sistema de información desarrollado por el mismo órgano de control, con el propósito de realizar la coordinación de dichos horarios y así garantizar la reserva de potencia necesaria para la operación confiable y segura del sistema eléctrico correspondiente, de acuerdo con los criterios y parámetros técnicos establecidos.

En el caso particular de Colombia, el sistema de información es desarrollado por el CND. Se busca mantener la correcta operación del SIN, en base a normas y reglas establecidas por el Código de Redes y en acuerdo con el CNO. La consignación del programa de mantenimiento y/o desconexiones en este sistema de información es de carácter obligatorio para todas las empresas generadoras. En cualquier momento las empresas podrán ingresar al sistema de información para consignar y/o modificar, de ser posible, la programación de los mantenimientos de sus unidades generadoras (CREG, RESOLUCIÓN 65 DE 2000)

Si el CND establece que con los programas de mantenimiento reportados no se preservan los márgenes de seguridad y confiabilidad del SIN, el CND informará sobre la ocurrencia de tal circunstancia a los agentes, con el fin de que estos nuevamente programen sus mantenimientos. Si pese a esto, no se logran reestablecer los márgenes de seguridad y confiabilidad del SIN, el CND le informará a los propietarios u operadores respectivos, quienes tendrán cinco (5) días para acordar la modificación de los mantenimientos. Para la semana en ejecución siguiente el plazo será el que defina el CND. Si no llegasen a un acuerdo, el CND establecerá el programa de mantenimientos. Para efectuar estas modificaciones el CND respetará, en lo posible, (dependiendo de los resultados del análisis eléctrico) el orden cronológico, desplazando primero aquellos mantenimientos que fueron reportados más las proyecciones de demanda o los parámetros y criterios definidos en el sistema de información (CREG, RESOLUCIÓN 65 DE 2000).

Se distribuyen en el tiempo los mantenimientos preventivos con duración mayor o igual a una semana, requeridos por cada unidad de generación o por elementos del sistema de potencia que impliquen indisponibilidad de las mismas, procurando distribuir uniformemente en el tiempo la reserva de potencia en términos de porcentaje de la demanda del sistema. Para esto se utilizan metodologías de programación dinámica.

Para coordinar los mantenimientos de las unidades generadoras con los mantenimientos de los elementos de transmisión, se utilizan los criterios y metodologías de planeamiento operativo eléctrico. La frecuencia de utilización del programa es mensual, el horizonte un año y el período de resolución una semana (CREG, CÓDIGO DE REDES- CÓDIGO DE OPERACIÓN, 2011).

3.4. Estado del arte

En la búsqueda bibliográfica del mantenimiento en sistemas hidrotérmicos, es frecuente encontrar técnicas empleadas para la elaboración propia del mantenimiento, como metodologías particulares para simplificar la tarea humana dentro del mismo, procedimientos para lograr un mayor desempeño de las turbinas, programas de confiabilidad para el mantenimiento de la planta y diferentes recursos que dependen de las características propias de cada central ya sea térmica a carbón, térmica a gas, térmica nuclear, hidráulica filo de agua, hidráulica con embalse, entre otros. Sin embargo, es menos común hallar métodos aplicados en la programación de los horarios del mantenimiento, técnicas cuyo objetivo principal sea minimizar el impacto de la indisponibilidad de las centrales por mantenimiento.

Los primeros trabajos sobre mantenimiento datan en el año 1976, donde se habla problemas por incapacidad de la estructura de aislamiento de la máquina para soportar condiciones ambientales por más de un periodo limitado de exposición, en general se menciona las condiciones ambientales específicas que afectan el desarrollo del mantenimiento (DeVROOME, 1976).

Para la década de los noventa, se publicaron varios trabajos entre los que se destacan:

- **Maintenance scheduling by using simulated annealing method [1991]:** En este trabajo se aborda el problema de la programación del mantenimiento de generadores térmicos. El problema se formula como un problema de programación entera mixta, y se resuelve como mediante el uso de un método de optimización conocido como simulated annealing, sin embargo, solo se obtiene una solución óptima local de alta calidad.
- **Power plant maintenance scheduling, optimizing economics and reliability [1991]:** El objetivo de este trabajo es mostrar los efectos que tienen algunos conceptos como los costos, la confiabilidad y diferentes limitaciones y/o restricciones, en comparación a ellos mismos en la programación de interrupciones en las plantas generadoras. El uso de un programa de mantenimiento óptimo y una técnica de relajación de las restricciones puede conducir a la reducción de costos de producción del orden de 0,3%.
- **Goal programming approach to maintenance scheduling of generating units in large scale power systems [1999]:** En este trabajo se presenta una metodología de programación de metas para la solución de programación de mantenimiento de las unidades generadoras térmicas bajo criterios económicos y fiabilidad. El problema se formula como un problema de programación entera mixta a gran escala implementado en el lenguaje de programación matemática GAMS y es resuelto usando OSL.

El mantenimiento de plantas eléctricas, sobre todo en industrias de proceso continuo, nunca ha sido más importante que en la actualidad. El impacto del aumento de los costos, la pérdida de ingresos a través de apagones y la escasez de mano de obra calificada tienen efectos sobre la rentabilidad esperada hace unos años. Entre los trabajos más sobresalientes de los últimos años se pueden mencionar:

- **A flexible unit maintenance scheduling using fuzzy 0-1 integer programming [2000]:** En este trabajo se tratan diversas limitaciones, como la reserva rodante, la duración del mantenimiento, o el equipo de mantenimiento como restricciones blandas. Se adopta un modelo de programación entera llamado fuzzy 0-1.

- **Determination of maintenance schedules for generating system based on economical pattern [2004]:** En este trabajo se describe un método para la determinación de los programas de mantenimiento para el sistema eléctrico de Irán para década siguiente. Se utiliza un software de planificación llamado ICARUS, el cual presenta una técnica de simulación probabilística basada en el orden de carga económica.
- **Optimization of Fuel Contracts Management and Maintenance Scheduling for Thermal Plants under Price Uncertainty [2006]:** El objetivo de este trabajo es presentar un sistema de soporte de decisiones que determina la estrategia de despacho óptimo de las centrales térmicas, teniendo en cuenta las especificaciones particulares de los acuerdos del contrato de suministro de combustible. De forma integrada, el modelo también determina programación óptima de las plantas para su mantenimiento. Dado que las decisiones en una etapa afectan las etapas futuras, el problema de múltiples etapas y el acoplamiento del tiempo. La metodología aplicada es la programación dinámica dual estocástica (SDDP).
- **Long Term Maintenance Optimization of CCGT Plants [2012]:** En este trabajo se presenta un modelo de optimización entera mixta para la planificación del mantenimiento a largo plazo, basado en la operación diaria de una planta de ciclo combinado. El modelo se ilustra con una central de ciclo combinado real en funcionamiento en el sistema eléctrico español.

Capítulo 4

CRITERIOS HEURÍSTICOS

4.1. Introducción a las Técnicas Heurísticas de Optimización

Existen gran variedad de problemas de la vida real que son modelados por medio de problemas de optimización matemática. No obstante, debido a su alta complejidad matemática, gran número de variables y restricciones implicadas en el problema, conllevan a elevados tiempos de cálculo y grandes requerimientos en espacio de memoria para el proceso de solución. Es por esto que para algunos de los problemas mencionados anteriormente, no es viable su solución usando técnicas de optimización exactas. Por lo tanto, para encontrar en tiempos permisibles la solución a dichos problemas, se debe acudir a técnicas alternas que logren encontrar rápidamente soluciones de buena calidad, bajo la premisa de que no se garantiza encontrar la solución óptima global. Una clase de técnicas de optimización que cumple con estas características son las llamadas técnicas heurísticas.

Un procedimiento heurístico puede definirse como un conjunto de reglas o procedimientos para resolver problemas a partir de métodos basados en un criterio de sensibilidad. Su principal característica es que no garantizan encontrar la solución óptima global. Sin embargo se logra obtener soluciones factibles de buena calidad para resolver el problema. Actualmente, es común ver que esta clase de técnicas son utilizadas para dar puntos de inicio de buena calidad a técnicas de solución combinatoriales robustas como son las técnicas Metaheurísticas.

Es interesante aplicar algoritmos heurísticos en los siguientes casos:

- Cuando no existe un método exacto para resolver un problema.
- Cuando la solución óptima no es muy importante, desde un punto de vista práctico, entre otros motivos porque muchos de los problemas de

optimización más complejos son de naturaleza multimodal, es decir, existen muchos óptimos locales de alta calidad.

- Cuando los datos usados presentan alta incertidumbre (por ejemplo en los problemas de planeación).
- Cuando existen limitaciones de tiempo y espacio.
- Para encontrar una buena solución que sirva como punto de partida de un método más potente o exacto.

Los algoritmos heurísticos pueden clasificarse en los siguientes grupos: algoritmos constructivos, algoritmos de descomposición y división, algoritmos de reducción, algoritmos de manipulación del modelo y algoritmos de búsqueda a través de vecindad.

- Algoritmos Heurísticos Constructivos: Estos algoritmos consisten en ir adicionando componentes individuales de la solución de forma iterativa hasta encontrar una solución factible.
- Algoritmos de Descomposición y División: En este tipo de algoritmos la descomposición consiste en separar el problema en varios problemas menores con la finalidad de simplificar el proceso y deben el problema debe resolverse de forma integrada. Por otro lado, la división, consiste en repartir el problema en varios subproblemas independientes cuya solución se encuentra uniando las soluciones parciales.
- Algoritmos de Reducción: Estos algoritmos buscan reducir el tamaño del problema identificando características específicas de las variables. Son semejantes a los algoritmos de descomposición, sin embargo, la técnica de reducción puede encontrar características concretas de correlación entre las variables.

- Algoritmos de manipulación del modelo: Estas heurísticas usan modelos relajados del modelo ideal, que pueden linealizar restricciones no lineales, permitir temporalmente que las variables enteras asuman valores continuos, eliminar restricciones poco atractivas o adicionar otras más interesantes.
- Algoritmos de búsqueda a través de vecindad: Estos algoritmos están contenidos dentro de varios métodos, entre los que se encuentran Simulated Annealing, Algoritmos Genéticos, Tabu Search y GRASP. Estos métodos inician el proceso de solución a partir de una solución inicial que puede ser factible o infactible y, usando un mecanismo de transición adecuado, pasa de una solución vacina a una solución actual, esto se realiza una y otra vez hasta que se cumpla un criterio de parada.

4.2. Indicadores Previos para la Construcción de las Heurísticas

Para la solución del problema de DHT en donde se incluyen indisponibilidades de las plantas generadora por mantenimiento, que es el problema a resolver en el presente trabajo, se proponen 12 criterios de sensibilidad heurísticos, en los que se tienen en cuenta variables tales como la demanda de energía, los costos de las plantas térmicas, las afluencias, las fechas solicitadas por las empresas generadoras, las capacidades y los tamaños de las centrales, entre otros.

4.2.1. Clasificación por Capacidad de las Máquinas

En general las centrales generadoras hidráulicas y térmicas están conformadas por diversas máquinas, con una capacidad de generación específica que en conjunto suman la capacidad instalada de la central.

En el presente estudio, se tienen tres centrales hidráulicas (H1, H2 y H3) y dos centrales térmicas (T1 y T2), éstas son divididas en número de máquinas de la siguiente manera: H1 (con capacidad total de 540 MW) está compuesta por tres máquinas con una capacidad de generación de 180 MW cada una, H2 (con capacidad total de 285 MW) se conforma por tres centrales de 95 MW de capacidad cada una, H3 (con capacidad total de 1150 MW) está constituida por un total de ocho máquinas -tres de 150 MW y cinco de 140 MW-, T1 (con 431 MW de

capacidad instalada) se compone por un total de cuatro máquinas –tres de 110 MW y una de 101 MW-, por último T2 (con 770 MW de capacidad instalada) se distribuye en cuatro máquinas de 192,5 MW cada una. Tal como se muestra en la Tabla 2.

N° Máquinas	Central	Máquinas/Central	Potencia [MW]
1	H1 (540 MW)	M 1	180
2		M 2	180
3		M 3	180
4	H2 (285 MW)	M 1	95
5		M2	95
6		M 3	95
7	H3 (1150 MW)	M 1	150
8		M 2	150
9		M 3	150
10		M 4	140
11		M 5	140
12		M 6	140
13		M 7	140
14		M 8	140
15	T1 (431 MW)	M 1	110
16		M 2	110
17		M 3	110
18		M 4	101
19	T2 (770 MW)	M 1	192,5
20		M 2	192,5
21		M 3	192,5
22		M 4	192,5

Tabla 2: Clasificación por máquinas.

Las máquinas de las centrales tanto hidráulicas como térmicas, se clasifican de acuerdo a su capacidad en dos grupos denominados Máquinas Grandes y Máquinas Pequeñas. Las grandes son aquellas que se encuentran por encima del valor promedio (144 MW), que se obtiene como la suma de las capacidades de las máquinas, dividida por el número total de máquinas.

Para el caso de estudio, las catalogadas como Máquinas Grandes son las de 180, 150 y 192.5 MW de capacidad. Las catalogadas como Máquinas Pequeñas son las de 140, 110, 101 y 95 MW de capacidad.

4.2.2. Tipos de Parada por Mantenimiento

En la literatura especializada existen diversos tipos de paradas de acuerdo con la duración y la frecuencia con que se realizan los mantenimientos en las centrales. En el caso de éste estudio se han adoptado los siguientes tipos de parada:

- Parada Mayor: Consisten en un mantenimiento de siete semanas que se realiza cada tres años.
- Inspección General A: La duración de éste mantenimiento es de dos semanas cada año.
- Inspección General B: La máquina saldrá de funcionamiento durante tres semanas cada dos años.
- Inspección de Rango Medio: Tiene una duración de cuatro semanas cada dos años.

Para el estudio se toma como soporte el plan de mantenimiento propuesto por las empresas generadoras involucradas. Ver Capítulo 5. Éste plan se denomina Plan Base y contiene dos Paradas Mayores, seis de Inspección General A, cinco de Inspección General B y siete de Inspección de Rango medio.

4.2.3. Embalse Equivalente

En estudios donde se hace presente la generación de varias plantas hidráulicas, con diferentes afluencias que constantemente están siendo monitoreadas para alimentar los estudios de sus respectivas series hidrológicas, es normal considerar un Embalse Equivalente, es decir, teóricamente se recogen las hidrologías de todas las centrales implicadas y se realiza un curva total que las incluya a todas,

con el fin de utilizar la información obtenida en estudios de proyección y planeación. En el presente estudio el Embalse Equivalente se realiza a partir de tres series hidrológicas, sin embargo, es importante resaltar que existen 12 Embalses Equivalentes debido a que se incluyen 12 diferentes series hidrológicas equiprobables. Ver Anexo 1.

4.3. Criterios de Sensibilidad

En los planes de mantenimiento se pueden presentar intersecciones o *cruces* en los horarios en los que las máquinas salen de funcionamiento. Dado que el personal especializado para realizar esta tarea es muy restringido en cada país, en general no existen más de tres cuadrillas (equipo de personas capacitadas para realizar la tarea de mantenimiento), se procura que no haya más de tres *cruces* o solapamientos por período de planeamiento.

A continuación se describen los criterios de sensibilidad usados para construir las heurísticas:

4.3.1. Máxima Reserva de Capacidad Instalada [MRCI]

Este procedimiento se construye tomando como punto de partida la curva de demanda de energía, en ésta se calcula el valor medio de la demanda. Seguidamente se programan los horarios de mantenimiento de las Máquinas Grandes, por debajo del valor medio de demanda, sin distinguir si son hidráulicas o térmicas. Solo se permiten dos cruces por período.

4.3.2. Ordenamiento por Tiempo de Mantenimiento y Capacidad Descendentes [OTMCD]

De acuerdo con este criterio, se ordena de forma descendente las paradas de acuerdo con su duración. Luego, las máquinas que hacen parte de cada rango de mantenimiento, se ordenan de acuerdo a su capacidad en orden descendente. Una vez establecido el orden de las máquinas, se toman las máquinas que encabezan la lista y se programan sus mantenimientos por debajo de la media de

demanda. Las máquinas restantes se programan en los espacios disponibles ascendiendo en el nivel de demanda. Solo se permiten dos cruces por período.

4.3.3. Híbrido Térmicas y Reserva de Capacidad [HTRC]

En este caso, a las máquinas de las plantas térmicas se les programan sus mantenimientos por debajo de la media de demanda. A continuación, las máquinas de las hidráulicas se programan recorriendo en forma ascendente la curva de demanda, en el momento en que se agota el espacio de tiempo para la programación, es necesario ubicar las máquinas restantes en este caso las hidráulicas más pequeñas en los mínimos de demanda, realizando solapamientos con las térmicas de mayor capacidad. Es importante resaltar que en este caso solo se permiten cruces de dos máquinas en un mismo período.

4.3.4. Híbrido entre Hidrología, Capacidad Térmica y Demanda [HHCTD]

En este criterio se programan las centrales hidráulicas en función de la curva de hidrología, comenzando por las centrales hidráulicas más grandes en los picos más altos de afluencia equivalente. Las plantas térmicas se programan empezando por la de mayor capacidad en el pico mínimo de demanda que esté disponible. Se permiten hasta tres cruces entre máquinas para un mismo período, pero estos solapamientos ocurren solamente con plantas hidráulicas y se ubican en el pico más bajo de demanda.

4.3.5. Híbrido Costo en Térmicas y Reserva [HCTR]

Bajo este criterio se tiene como referencia el costo de las plantas térmicas, en donde las máquinas de éstas centrales se programan en los períodos de alto costo y las máquinas de las hidráulicas se programan buscando espacios disponibles donde hay mayores reservas en los embalses, dando prioridad a las centrales de mayor capacidad. Los cruces hasta entre 3 máquinas son permitidos.

4.3.6. Costo con Plan de Referencia y Reserva [CPRR]

Se ejecuta inicialmente un despacho de energía sin restricciones por mantenimiento, que se denomina Plan de Referencia, para ubicar los períodos de tiempo donde las centrales térmicas despachan menos energía. Seguidamente se buscan coincidencias entre éstos períodos y los tiempos donde las plantas térmicas presentan los costos más altos y se programan los mantenimientos en dichos intervalos de tiempo, con el fin de evitar puntos de racionamiento. Las plantas hidráulicas se programan cuando hay mayor reserva de agua.

4.3.7. Aleatoriedad

En este criterio se tienen en cuenta los tipos de parada solicitados por todas las empresas generadoras en el Plan Base, sin embargo son ubicados de manera aleatoria en el horizonte de planeamiento. Solo se permiten dos cruces por un mismo período (semana).

4.3.8. Mínimo Alejamiento del Plan Base [MAPB]

En este criterio solo se permitirá desplazar la programación del mantenimiento máximo tres semanas con respecto al Plan Base propuesto por las empresas. El desplazamiento puede ser a la izquierda o a la derecha del plan.

4.3.9. Híbrido Solapamientos y Demanda Mínima [HSD]

El presente criterio permite más de dos solapamientos por semana en picos mínimos de demanda, tanto para hidráulicas como para térmicas, sin tener en cuenta la capacidad de las centrales.

4.3.10. Híbrido Solapamientos y Afluencia Máxima [HSA]

En este caso se buscan los extremos máximos de la afluencia equivalente. En aquellos lugares se programan inicialmente las Máquinas Grandes y de forma descendente se programan el resto de máquinas. Adicionalmente son permitidos hasta tres cruces por semana en los puntos máximos de afluencia.

4.3.11. Tiempo Mínimo de Cruces, Baja Demanda [TMCBD]

Se permite realizar exclusivamente solapamientos de dos máquinas por semana. Adicionalmente se busca realizar el número mínimo de semanas con cruces, que es 17 en total. Inicialmente se tienen en cuenta solo las Máquinas Pequeñas y se identifican aquellas que pueden fijar horarios de mantenimiento solapado con horarios de otras máquinas. Finalmente se ubican todos los cruces por debajo de la media de demanda. El resto de máquinas se programan en los horarios disponibles más cercanos a lo que sus respectivas empresas solicitaron en el Plan Base.

4.3.12. Tiempo de Mantenimiento Descendente [TMD]

Se toman de forma descendente las máquinas de un mismo tipo de parada y se ubican consecutivamente en el horizonte de planeamiento mientras se buscan los horarios más cercanos a los solicitados en el Plan Base. Sumado a esto se permiten solapamientos hasta entre tres máquinas por semana.

Capítulo 5

PRUEBAS Y RESULTADOS

5.1. Caso de Prueba

En el presente trabajo se propone un sistema de prueba con un horizonte de planeación de un (1) año seccionado en semanas para un total de cincuenta y dos (52) periodos de tiempo. Asimismo se presenta un único escenario de generación que considera, durante todo el horizonte de planeación, la operación de dos plantas térmicas (T1 y T2) y tres centrales hidráulicas (H1, H2 y H3), éstas últimas centrales son abastecidas por las afluencias de tres ríos (RA, RB y RC respectivamente).

El costo de las plantas térmicas se asume en dólares por megavatio-semana, los valores de estos costos se basan en los precios en bolsa de los combustibles (en caso costos de gas y carbón), publicados por la UPME. Los racionamientos se presentan en los momentos donde dadas las condiciones del sistema, éste no puede suplir toda la demanda requerida, por lo tanto se generan pérdidas en el sistema. Para efectos de estudio, en el presente trabajo los costos asociados al racionamiento se calculan multiplicando en cada periodo la térmica más cara por un factor de 10. Para el caso de las plantas hidráulicas, se asume un costo por megavatio-semana igual a cero. Los datos se presentan en la Tabla 3 y se resumen (en meses) en la Figura 11.

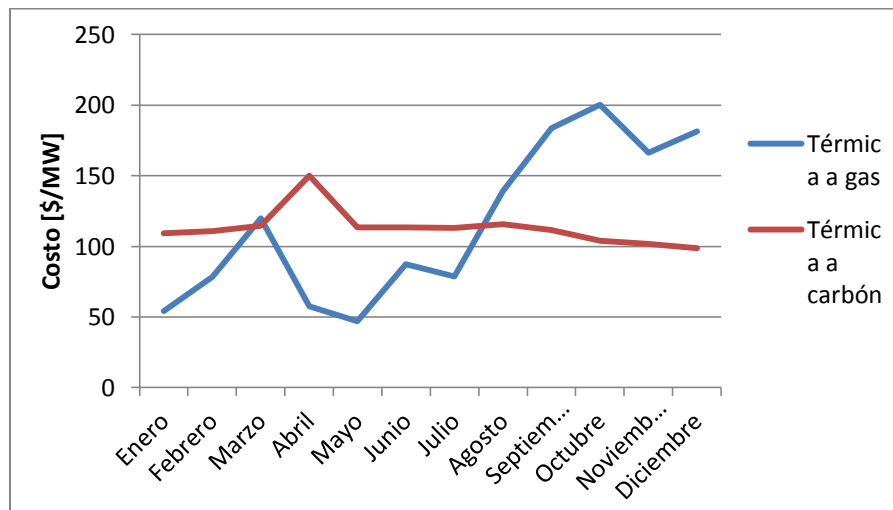


Figura 11: Costo combustibles.

	Costo [\$/MW]		
Semana	Térmica 1	Térmica 2	Racionamiento
1	11,76	23,69	236,87
2	11,99	24,14	241,36
3	12,21	24,58	245,84
4	12,44	25,03	250,33
5	13,37	25,24	252,38
6	14,66	25,32	253,22
7	15,96	25,40	254,05
8	17,25	25,49	254,88
9	18,84	25,61	256,12
10	21,04	25,82	258,17
11	23,25	26,02	260,22
12	25,45	26,23	262,27
13	27,65	26,43	276,51
14	24,33	28,32	283,21
15	21,01	30,21	302,09
16	17,69	32,10	320,98
17	14,38	33,99	339,86
18	12,90	33,32	333,22
19	12,34	31,38	313,83
20	11,78	29,44	294,43
21	11,22	27,50	275,04
22	11,57	26,21	262,06
23	13,72	26,19	261,93
24	15,87	26,18	261,79
25	18,02	26,17	261,66
26	20,16	26,15	261,52

	Costo [\$/MW]		
Semana	Térmica 1	Térmica 2	Racionamiento
27	19,71	26,14	261,40
28	19,25	26,13	261,28
29	18,80	26,12	261,16
30	18,34	26,10	261,04
31	20,34	26,19	261,91
32	23,56	26,33	263,26
33	26,78	26,46	267,76
34	30,00	26,60	299,95
35	32,93	26,62	329,29
36	35,29	26,40	352,91
37	37,65	26,19	376,54
38	40,02	25,97	400,16
39	42,38	25,76	423,78
40	43,26	25,34	432,61
41	44,14	24,93	441,43
42	45,03	24,51	450,26
43	45,91	24,10	459,08
44	45,00	23,89	449,98
45	43,19	23,78	431,92
46	41,39	23,68	413,85
47	39,58	23,57	395,79
48	38,64	23,45	386,43
49	39,45	23,27	394,47
50	40,25	23,10	402,51
51	41,06	22,92	410,55
52	41,86	22,75	418,59

Tabla 3: Costos de gas y carbón en los 52 períodos.

La demanda varía para cada período, sin embargo, los valores se mantienen para los cuatro modelos (1.Sin embalse, 2.Embalse sin meta de generación, 3.Embalse con meta de generación y 4.Cadena hidráulica), esto con el propósito de observar el impacto en los costos, sosteniendo la misma carga. Los respectivos datos de entrada se fundamentan en la Proyección de Demanda de Energía en Colombia, publicación difundida periódicamente por la UPME. Ver Tabla 4. La sinopsis de los datos en meses se presenta en la Figura 12.

Semana	Demanda [MW]	Semana	Demanda [MW]	Semana	Demanda [MW]	Semana	Demanda [MW]
1	2299	14	2308	27	2265	40	2232
2	2298	15	2305	28	2249	41	2229
3	2297	16	2303	29	2232	42	2227
4	2295	17	2301	30	2216	43	2224
5	2290	18	2284	31	2220	44	2227
6	2282	19	2259	32	2235	45	2233
7	2273	20	2234	33	2250	46	2239
8	2265	21	2209	34	2265	47	2245
9	2264	22	2200	35	2272	48	2255
10	2275	23	2220	36	2263	49	2273
11	2287	24	2241	37	2253	50	2291
12	2298	25	2261	38	2244	51	2309
13	2310	26	2282	39	2235	52	2327

Tabla 4: Demanda para los 52 períodos.

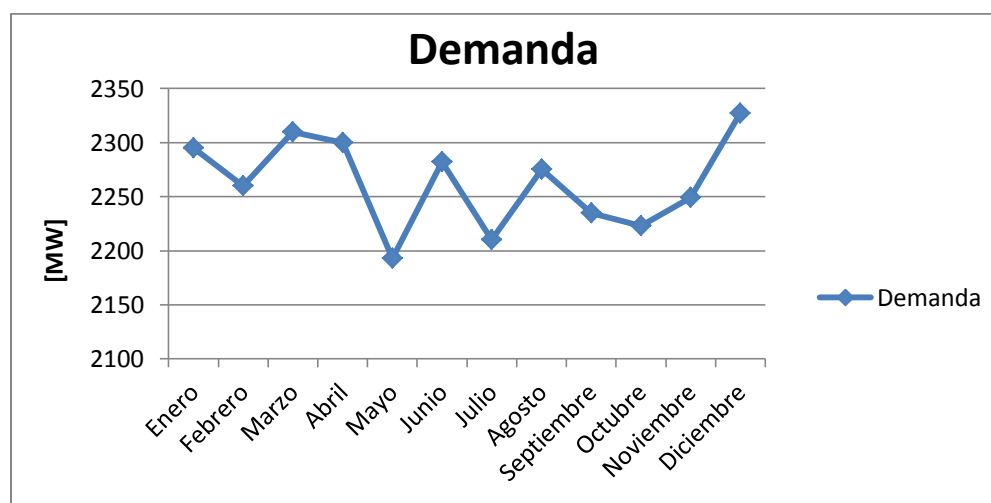


Figura 12: Demanda por meses.

La generación máxima representa la potencia máxima (potencia instalada) o el límite de capacidad superior que las turbinas, generadores y demás equipos de una central puede sostener. En este estudio, todos los períodos sostienen iguales valores de generación máxima. En el caso de las térmicas T1 y T2 los valores equivalen a 431 y 770 MW, respectivamente. Para las hidráulicas H1, H2 y H3, los valores corresponden a 540, 285 y 1150 MW, respectivamente.

Los datos de turbinamiento máximo se calculan como el cociente entre la capacidad máxima instalada y el factor de turbinamiento de cada central. Se aplica un factor de corrección de 0,6048 para convertir unidades ($[m^3/s]$ en $[Hm^3/semana]$). En la Tabla 5 se encuentran los datos de turbinamiento máximo, factor de turbinamiento de cada central hidráulica.

	Turbinamiento máximo [m³/s]	Factor de turbinamiento [MW/(m³/s)]	Potencia instalada [MW]
Central H 1	869,565	0,621	540
Central H 2	308,108	0,925	285
Central H 3	760,9	10	1150

Tabla 5: Componentes turbinamiento.

La capacidad de almacenar agua posibilita la generación de energía aun en épocas de sequía o baja hidrología. No obstante, en los diferentes tipos de centrales hidráulicas con embalses se presenta un volumen muerto y un volumen útil. El volumen útil hace referencia a la cantidad de agua que puede ser utilizada en el proceso de generación de energía y es calculado con base en estudios hidrológicos. El volumen muerto es el espacio destinado a la acumulación de sedimentos, es decir que representa un límite mínimo de agua que debe tener el embalse para que los equipos funcionen de manera correcta. En el presente trabajo, el valor del nivel mínimo es cero, sin embargo éste es asignado a partir del valor del volumen muerto de las centrales implicadas, esto con el fin de no incurrir en errores en el modelo.

Los valores de volumen máximo, se traducen en los máximos niveles que pueden llegar a tener los embalses para evitar romper la presa. Por otra parte, los datos de volúmenes iniciales se refieren a los niveles en donde se reciben los embalses al iniciar el horizonte de planeación. Ver Tabla 6.

	Volumen inicial [Hm³]	Volumen máximo [Hm³]
Central H 1	425	850,52
Central H 2	348	695,7
Central H 3	400	760,9

Tabla 6: Datos de Volumen.

En cada uno de los modelos se realizan pruebas con 12 series hidrológicas equiprobables, que representan las afluencias en cada uno de los ríos que alimentan los embalses de las plantas hidráulicas en el horizonte de planeamiento. Estas series hidrológicas se construyen usando información de predicción de caudales de tres ríos colombianos: Betania, Salvajina y Guavio, se han considerado efectos como el del niño o niña en la hidrología, lo mismo que valores atípicos en los históricos de las afluencias. Los datos hidrológicos se muestran en el Anexo 1.

En el caso particular de los modelos 3 y 4, es necesario determinar los valores en donde se deben entregar los volúmenes al final del horizonte de planeamiento, es decir, la meta de generación. Estos valores entran como datos de entrada al modelo y se incluyen en la Tabla 7.

	Volumen Final o Meta de Generación [Hm³]
H1	500
H2	348
H3	350

Tabla 7: Meta de generación de los embalses.

Cuando una central de embalse ahorra excesivamente el agua represada, puede ocurrir que lleguen altas afluencias que contribuyen a un llenado rápido del embalse, sin embargo, a pesar de turbinar agua para la generación de energía, pronto los embalses podrían alcanzar su nivel de volumen máximo. Como una solución a esto, se deja correr agua libremente por el canal de fuga o vertedero, no obstante esto significa agua no turbinada o no aprovechada, lo que se traduce en pérdidas para el sistema. Debido a lo anterior en los modelos de DHT se busca eliminar en lo posible, tanto el vertimiento como el racionamiento. Para desincentivar el vertimiento, en el presente trabajo se agrega una pequeña penalización en el modelo de 2,31 \$/ Hm³ vertido.

Para dar solución al problema de despacho hidrotérmico de mediano plazo, por ende a los cuatro modelos lineales, se implementa la herramienta de modelamiento AMPL y el subprograma de solución lineal CPLEX.

Como ya se ha mencionado en el capítulo 4, en el presente estudio las centrales térmicas e hidráulicas son divididas en máquinas, para un total de 22 máquinas. El resumen de la subdivisión se encuentra la Tabla 2.

Anteriormente, en el capítulo 2 también se señaló que el presente estudio busca identificar y describir las variables que afectan directamente los costos de operación de un sistema hidrotérmico, debido a la indisponibilidad de las centrales por mantenimiento en diferentes intervalos del período de estudio. Como dato de entrada se asume un Plan Base, que es el plan donde convergen las solicitudes de tipo y espacio de mantenimiento hechas por las empresas generadoras de energía. Ver sección 5.2. En el capítulo 3 se indica además, la información pertinente a los criterios para modificar los horarios de mantenimiento.

5.2. Resultados

En principio se ejecutan todos los modelos con cada una de las series hidrológicas sin restricciones por mantenimiento y se obtienen los costos de operación del Sistema Eléctrico asociados a la función objetivo en cada uno de los distintos modelos. Estos costos se presentan resumidos (promediados) en la Figura 13 y se comparan en la Tabla 8 así: Modelo 1 y Modelo 2, Modelo 1 y Modelo 3, Modelo 1 y Modelo 4, y por último, Modelo 3 y Modelo 4.

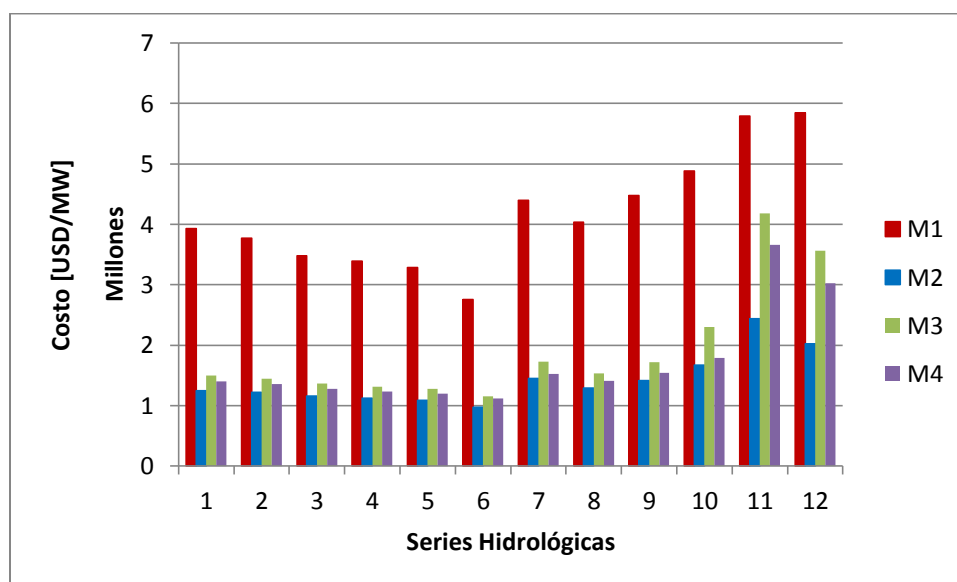


Figura 13: Costos de los modelos en todas las series hidrológicas.

Reducción M1 y M2	Reducción M1 y M3	Reducción M1 y M4	Reducción M3 y M4
\$ %	\$ %	\$ %	\$ %
68,21	61,96	64,40	6,40
67,75	61,64	64,15	6,55
66,72	60,82	63,31	6,35
67,00	61,28	63,72	6,30
66,92	61,22	63,65	6,26
64,60	58,32	59,34	2,45
67,11	60,74	65,35	11,73
68,02	61,92	65,17	8,56
68,33	61,62	65,49	10,09
65,70	52,88	63,33	22,18
57,85	27,76	36,76	12,46
65,46	39,14	48,35	15,13

Tabla 8: Comparativos reducción de costos entre modelos en 12 series hidrológicas

Aunque el Modelo 2 (Embalse sin Meta de Generación) muestra el costo más bajo, lo más ajustado al mundo real es que exista meta de generación (Modelo 3), dado que cuando se deja el embalse libre, se presenta el vaciado total del embalse en el último período del horizonte de planeamiento.

La mayor reducción en el costo, se obtuvo entre los modelos 1 y 4 (Sin Embalse y Cadena hidráulica). Los costos absolutos más bajos se obtuvieron con la implementación de la Cadena Hidráulica. Cuando se analiza la reducción porcentual, se tiene que el mayor valor se obtuvo en la serie hidrológica 9, comparando los Modelos 1 y 4, lo que indica el beneficio en la reducción del costo con la cadena hidráulica, dado que en este caso se suman dos efectos: el enlace de dos centrales (lo que hace que se sumen dos afluencias aguas abajo) y una meta de generación, es decir, que se obliga al sistema a entregar los embalses en un volumen específico en el último período.

En Modelo 1 presentó racionamiento en todas las series hidrológicas y en, al menos, la mitad de los períodos. Hubo vertimiento en todas las series hidrológicas en la central hidráulica 3 (H3), excepto en la serie 11. El Modelo 2 mostró

racionamiento en tres series hidrológicas (10, 11 y 12) y vertimiento en la central H1, en la serie hidrológica 6. Por su parte, el Modelo 3 exhibió racionamiento en cuatro series hidrológicas (9, 10, 11 y 12) y vertimiento en la central H1 con la serie hidrológica 6. Finalmente, el modelo 4 registró racionamiento en tres series hidrológicas (10, 11 y 12) y vertimiento en la serie 6, H1.

A continuación se realiza el análisis del comportamiento de la generación a lo largo de todo el horizonte de planeamiento y para cada modelo. Se totaliza la generación hidráulica y térmica separadamente, y para las 12 series hidrológicas, y se presenta de forma resumida en las siguientes figuras, esto se logra promediando los resultados y reajustándolos en meses, así:

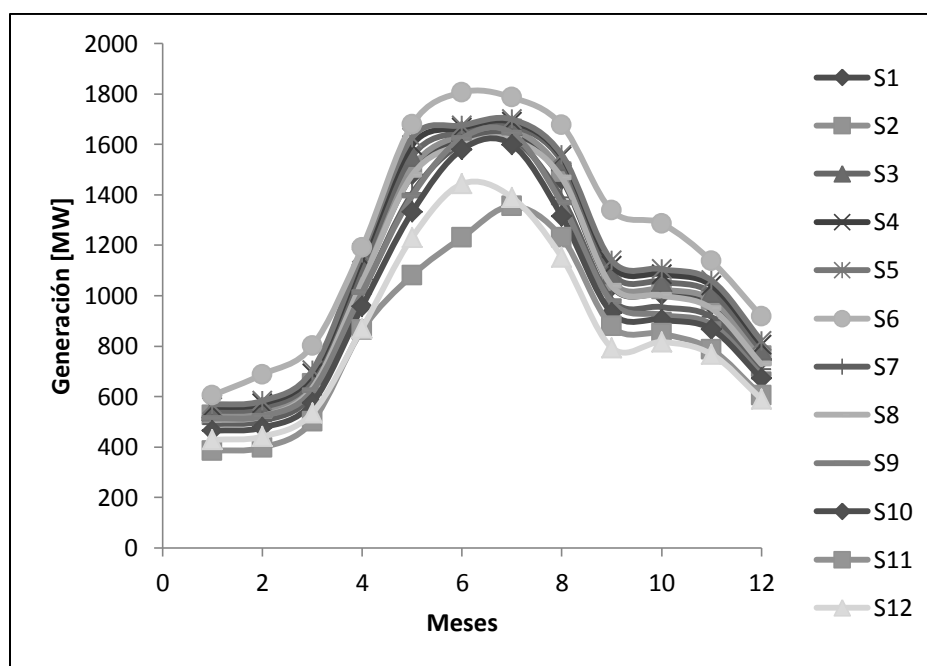


Figura 14: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 1.

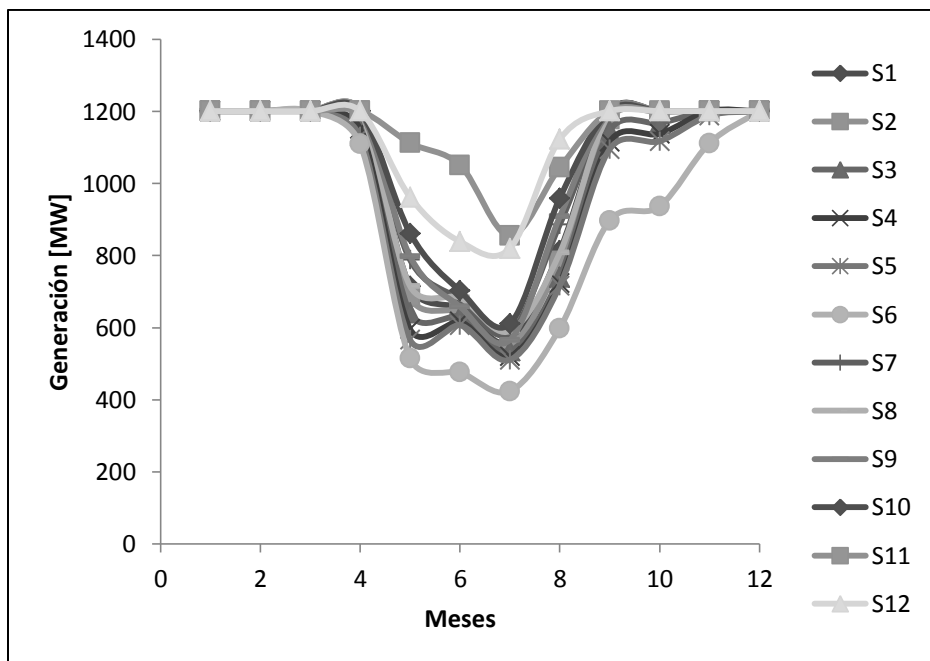


Figura 15: Generación térmica total para 12 series hidrológicas, modelo 1.

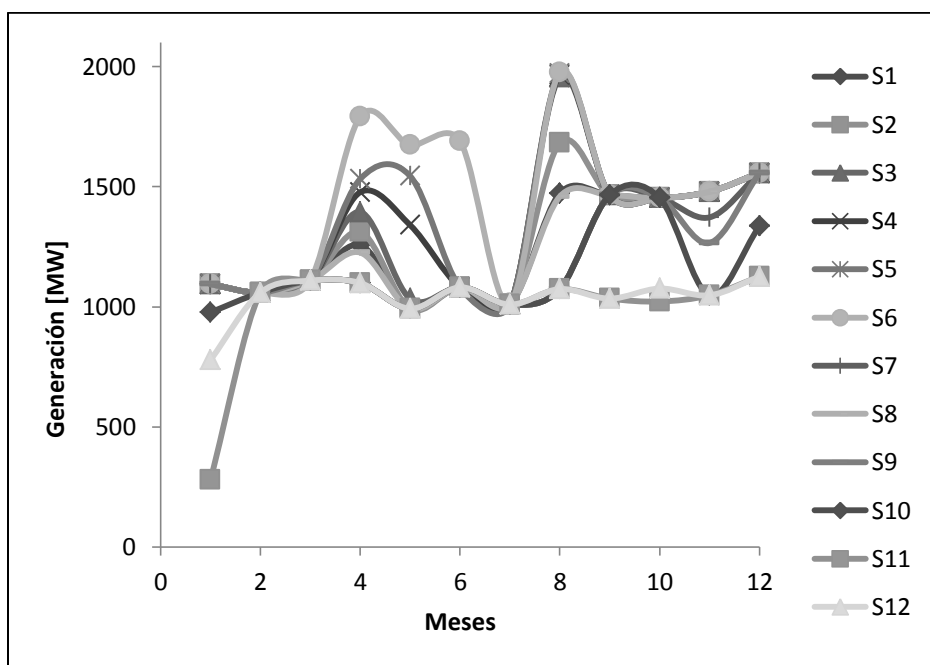


Figura 16: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 2.

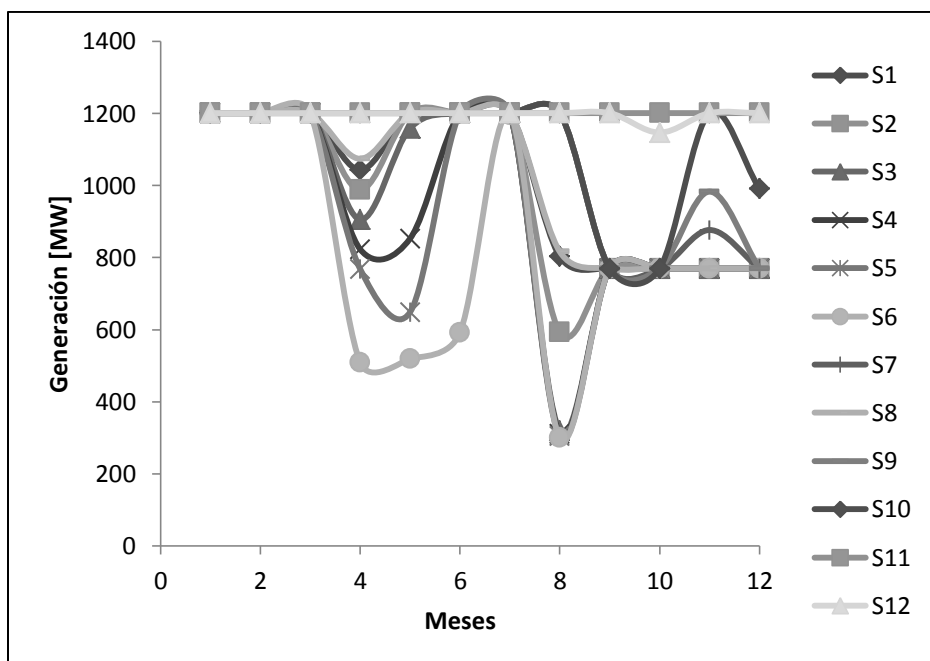


Figura 17: Generación térmica total para 12 series hidrológicas, modelo 2.

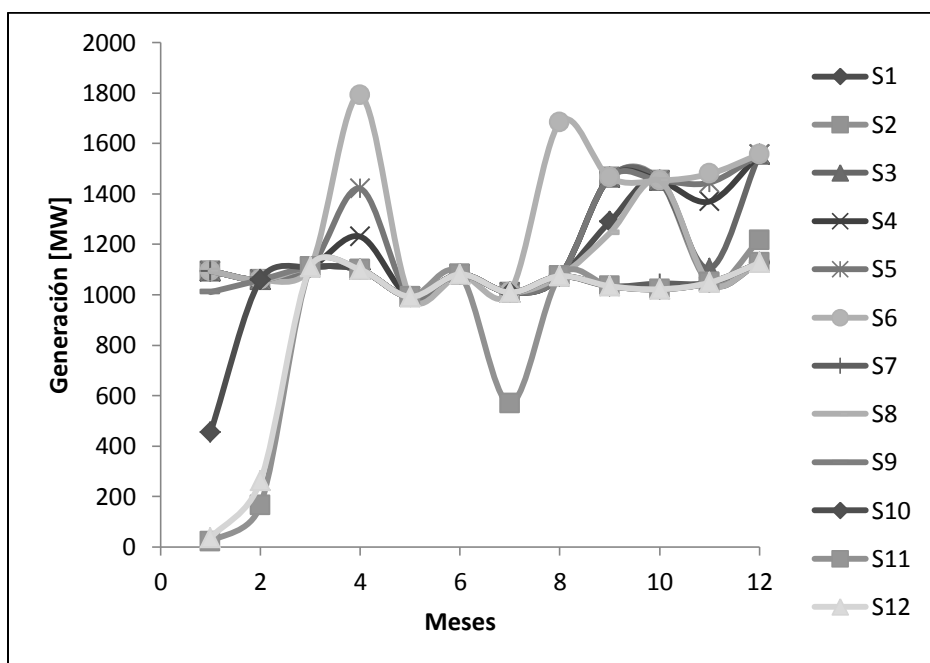


Figura 18: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 3.

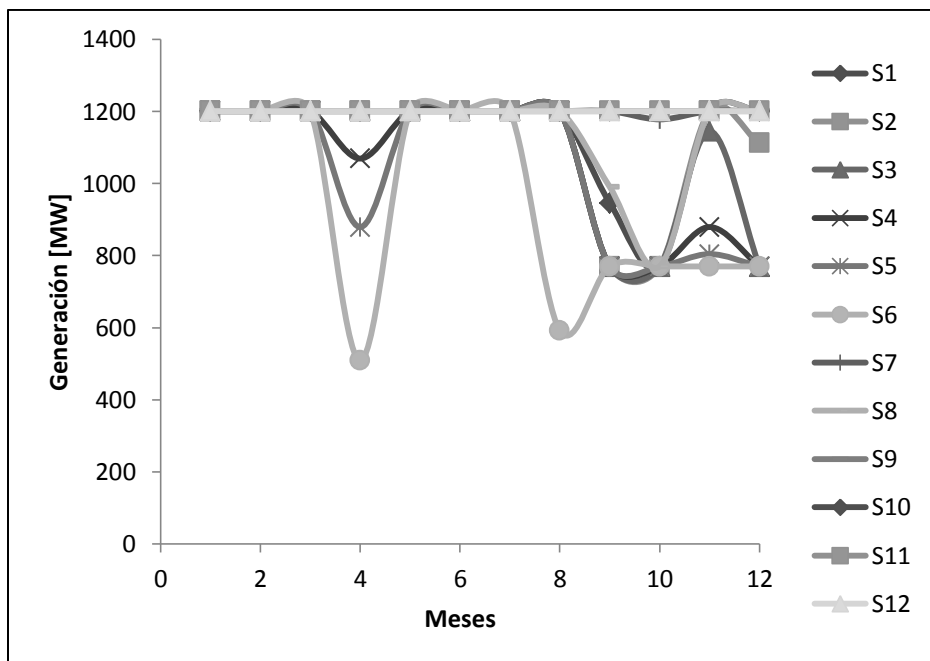


Figura 19: Generación térmica total para 12 series hidrológicas, modelo 3.

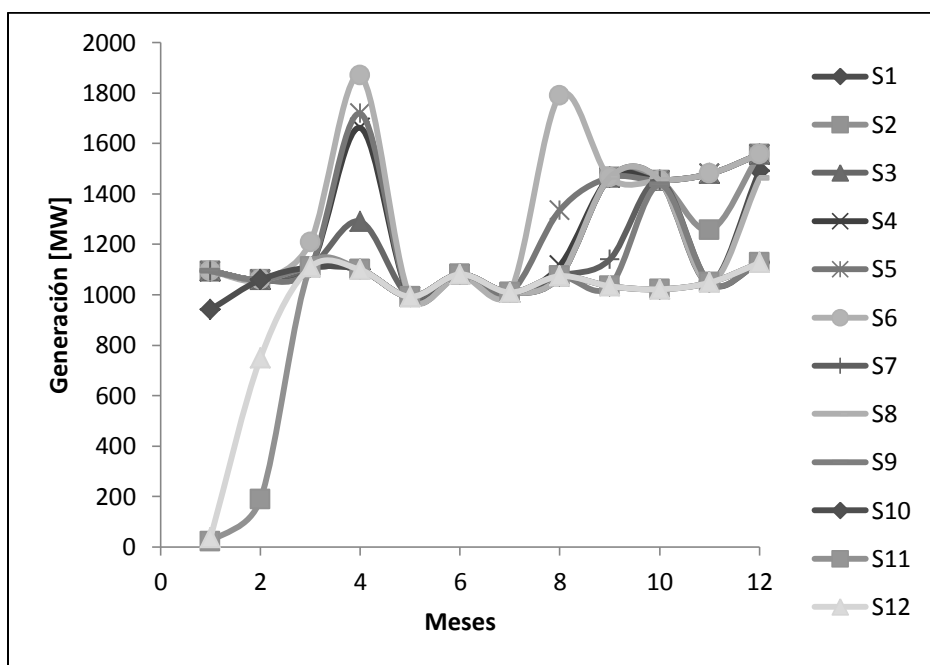


Figura 20: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 4.

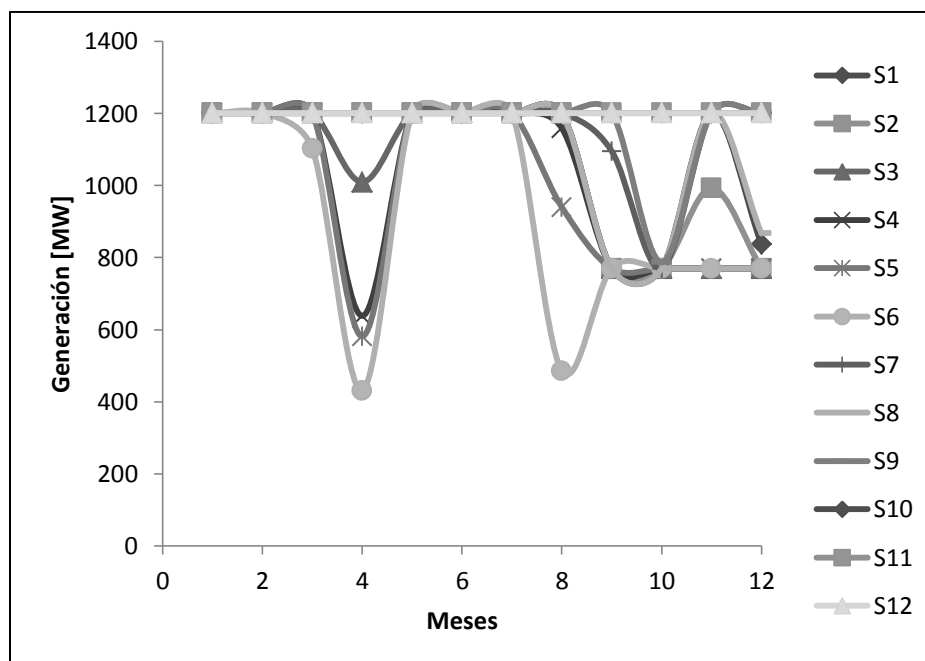


Figura 21: Generación hidráulica total para 12 series hidrológicas, modelo 4.

Las figuras 14 y 15, muestran la solución para la generación total hidráulica y térmica en cada período, respectivamente, del Modelo 1. Figuras 16 y 17, para el Modelo 2, figuras 18 y 19, para el Modelo 3 y figuras 20 y 21, para el Modelo 4. Se observa de las curvas, que el comportamiento de las térmicas con respecto a las hidráulicas podría llamarse “en espejo” es decir que las curvas son complementarias y guardan algún grado de simetría alrededor del eje horizontal (tiempo). Esto es que en los períodos en los que hay mayor generación hidráulica, cae la generación térmica. En los períodos en los que la generación térmica ha llegado a su tope, no es posible que la curva de generación térmica siga aumentando, pese a que la curva de generación hidráulica presente un mínimo. Esto se debe a que no es posible exceder el límite de generación térmica máxima. Lo anterior se ilustra claramente en los meses 1 a 3 y 9 a 12, en la figura 15. Los picos más altos de generación hidráulica corresponden a los valores más bajos de la función objetivo, es decir, a los costos más bajos de operación del sistema en el período en el que se presenta ese pico.

En la segunda parte del trabajo, se adicionan a los modelos las restricciones por mantenimiento de las plantas, esto se traduce en periodos donde las máquinas no están disponibles. Existe un gran volumen de datos de salida (Costo, Generación Térmica por Máquina, Generación Hidráulica por Máquina, Volumen de cada Embalse, Racionamiento y Vertimiento) para cada uno de los 52 períodos de tiempo, adicionalmente esta cantidad debe ser multiplicada por 12, que es el número de series hidrológicas, y por 4 que es el número de modelos analizados.

Por las limitaciones de espacio en el presente documento, no se presentan la totalidad de los datos de salida para cada serie hidrológica en cada uno de los modelos, es por esto que más adelante se presentan los resultados del Modelo 3 (Embalse con Meta de Generación), en combinación con la serie hidrológica 1. Se muestra específicamente este caso, debido a que la esta serie hidrológica es la más imparcial de las 12 series estudiadas y el Modelo 3 es el que tiene mayor probabilidad de ocurrencia en la vida real.

A continuación se muestra la Figura 22, que presenta un resumen de los datos de afluencias para la Serie Hidrológica 1.

Es pertinente recordar que se denomina Plan de Referencia al despacho inicial de energía sin restricciones por mantenimiento y que es llamado Plan Base al plan que recoge todos los horarios de mantenimiento propuestos por las empresas generadoras de energía involucradas en el sistema eléctrico respectivo. A continuación se presentan las soluciones respectivas al Plan de Referencia y al Plan Base, con el fin de tener disponible la información para realizar las comparaciones respectivas con los resultados de los planes productos de los criterios heurísticos presentados en el Capítulo 4.

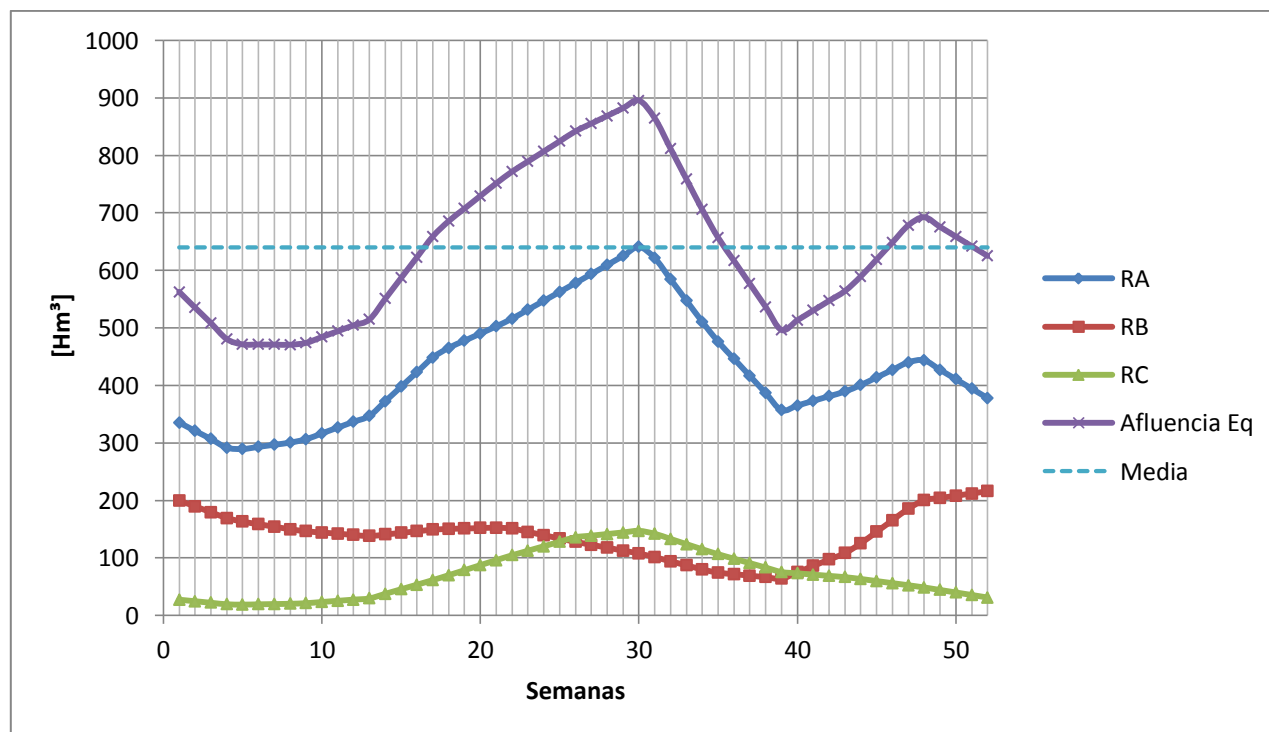


Figura 22: Afluencias de la Serie Hidrológica 1.

El Plan de Referencia presenta racionamiento y vertimiento iguales a cero en todos los 52 períodos de tiempo, y un costo total de \$1.494.590, sin embargo, es importante destacar que al no poseer restricciones por mantenimiento es evidente que este plan es el más económico respecto a los que si incluyen restricciones de este tipo. En las Tablas 9 y 10 se resumen los valores respectivos de generación hidráulica y térmica para cada central, es decir, no se muestran los valores por máquina. Adicionalmente, se presenta en la Figura 23 de forma gráfica el comportamiento general de los embalses de cada central hidráulica.

Semana	H1 [MW]	H2 [MW]	H3 [MW]
1	540	285	272,85
2	0	0	1096,69
3	0	285	810,54
4	141,98	285	667,4
5	0	0	1088,62
6	540	285	255,54
7	540	285	247,46
8	0	285	779,38
9	121,01	219,7	722,13
10	0	133,41	940,97
11	540	131,49	414,43
12	0	129,57	967,89
13	540	127,65	441,35
14	0	130,21	976,48
15	478,26	132,77	493,34
16	262,78	135,34	703,97
17	258,15	137,9	703,72
18	309,35	139,18	634,01
19	65,95	139,81	852,09
20	294,57	140,46	598,11
21	0	141,1	867,36
22	0	139,75	859,1
23	330,14	134,41	554,83
24	540	0	499,92
25	540	0	520,46
26	540	0	541

Semana	H1 [MW]	H2 [MW]	H3 [MW]
27	540	0	524,38
28	214,51	0	833,26
29	540	285	206,15
30	540	285	189,54
31	8,85	0	1010,15
32	540	285	209
33	540	0	509
34	317,1	0	746,9
35	134,73	0	936,19
36	0	0	1061,69
37	0	0	1052,46
38	540	0	503,23
39	227,6	0	1150
40	540	285	637,23
41	309,46	0	1150
42	21,69	285	1150
43	18,92	285	1150
44	307	0	1150
45	313	0	1150
46	540	0	498
47	57,86	285	701,14
48	540	233,05	280,95
49	265,26	285	521,74
50	221,34	285	583,66
51	0	0	1108
52	0	0	1126

Tabla 9: Generación hidráulica en el Plan de Referencia.

Semana	T1 [MW]	T2 [MW]	Semana	T1 [MW]	T2 [MW]
1	431	770	27	431	770
2	431	770	28	431	770
3	431	770	29	431	770
4	431	770	30	431	770
5	431	770	31	431	770
6	431	770	32	431	770
7	431	770	33	431	770
8	431	770	34	431	770
9	431	770	35	431	770
10	431	770	36	431	770
11	431	770	37	431	770
12	431	770	38	431	770
13	431	770	39	87,4	770
14	431	770	40	0	770
15	431	770	41	0	770
16	431	770	42	0	770
17	431	770	43	0	770
18	431	770	44	0	770
19	431	770	45	0	770
20	431	770	46	431	770
21	431	770	47	431	770
22	431	770	48	431	770
23	431	770	49	431	770
24	431	770	50	431	770
25	431	770	51	431	770
26	431	770	52	431	770

Tabla 10: Generación térmica en el Plan de Referencia.

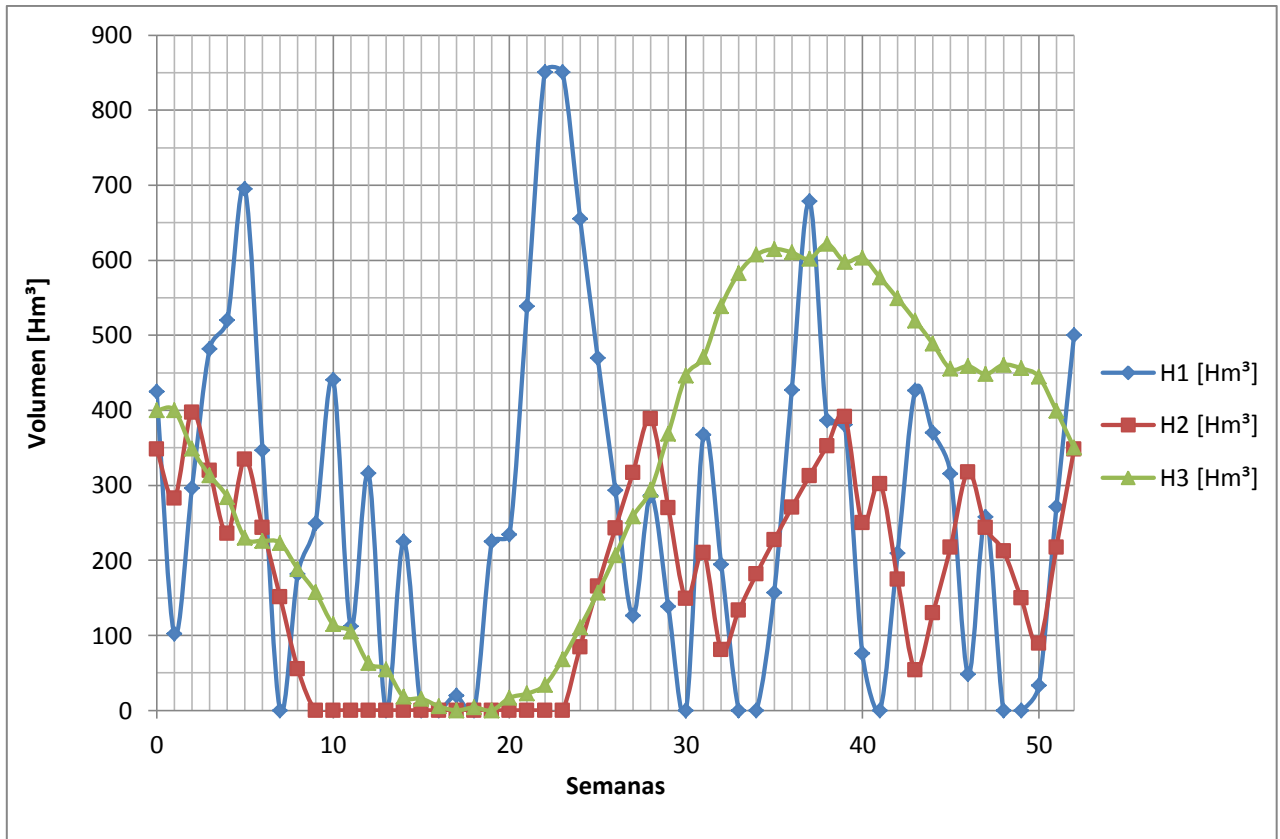


Figura 23: Comportamiento de los embalses en el Plan de Referencia.

Por otro lado, en el Plan Base se hace completamente necesario hacer énfasis en la división por máquinas, por lo menos el plan de horarios, ya que cada central o empresa generadora de energía presenta previamente una propuesta con su respectivo horario con el mantenimiento para cada una de sus máquinas, conforme a los requerimientos específicos de las mismas.

En el presente trabajo se asume un Plan Base que contiene dos Paradas Mayores, seis de Inspección General A, cinco de Inspección General B y siete de Inspección de Rango medio (los tipos de mantenimiento son definidos en el capítulo 4). Los correspondientes horarios solicitados se presentan en las Tablas 11 y 12.

Semanas	Planta	H1			H2			H3								T1				T2			
		M1	M2	M3	M1	M2	M3	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M1	M2	M3	M4	M1	M2	M3	M4
	Máquina	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
	MW	180	180	180	95	95	95	150	150	150	140	140	140	140	140	110	110	110	101	193	193	193	193
1																							
2																							
3																							
4																							
5																							
6																							
7																							
8																							
9																							
10																							
11																							
12																							
13																							
14																							
15																							
16																							
17																							
18																							
19																							
20																							
21																							
22																							
23																							
24																							
25																							
26																							
27																							
28																							
29																							
30																							
31																							
32																							
33																							
34																							
35																							
36																							
37																							
38																							
39																							
40																							
41																							
42																							
43																							
44																							
45																							
46																							
47																							
48																							
49																							
50																							
51																							
52																							

Tabla 11: Plan Base.

Tipos de mantenimiento	
	Parada mayor (7 semanas)
	Inspección general A (2 semanas cada año)
	Inspección general B (3 semana cada dos años)
	Inspección de rango medio (4 semanas cada dos años)
	Períodos sin programación
	Máquinas que no requieren mantenimiento en el presente año

Tabla 12: Clasificación de colores para cada tipo de mantenimiento.

Al agregar al modelo de DHT la indisponibilidad de mantenimiento, el Plan Base presenta un costo total de \$ 1.931.130, es evidente que este plan es más costoso respecto al Plan de Referencia. Al ejecutar este plan no se presenta vertimiento. Por otro lado, existe un racionamiento traducido en demanda no atendida igual a 1198,85 MW en el primer periodo y de 532,26 MW en el segundo período. En la Figura 24 se presenta de forma gráfica el comportamiento general de los embalses de cada central hidráulica. En las Tablas 13 y 14 se resumen los valores respectivos de generación hidráulica y térmica para cada central.

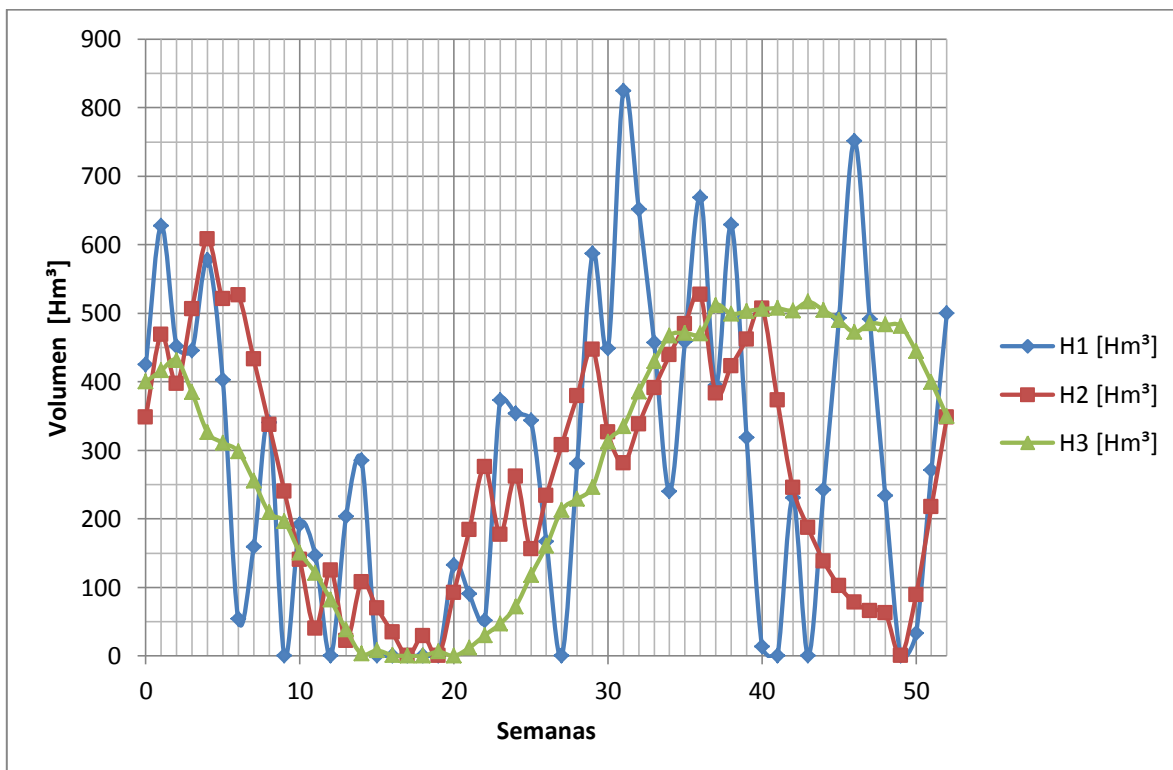


Figura 24: Volumen de los embalses en el Plan Base.

Semana	H1 [MW]	H2 [MW]	H3 [MW]
1	0	0	0
2	380,43	285	0
3	196,54	0	1000
4	45,38	0	1150
5	360	285	443,62
6	540	138,05	402,49
7	76,52	285	903,44
8	0	285	971,88
9	540	285	430,35
10	0	285	981,88
11	248,63	285	744,79
12	360	0	929,96
13	6,5	285	1010
14	147,25	0	959,44
15	540	190	374,38
16	262,78	190	649,3
17	278,54	190	631,23
18	288,96	94,28	699,3
19	296,7	184,71	686,45
20	168,6	0	974,55
21	355,36	0	763,1
22	360	0	748,85
23	0	285	844,38
24	360	0	789,92
25	360	285	525,46
26	540	0	651

Semana	H1 [MW]	H2 [MW]	H3 [MW]
27	540	0	524,38
28	90,27	0	1150
29	73,65	0	1150
30	540	285	382,04
31	0	162,5	1049
32	540	0	494
33	540	0	509
34	540	0	524
35	70,92	0	1000
36	61,69	0	1000
37	540	285	227,46
38	0	0	1043,23
39	540	0	686,5
40	540	0	683,73
41	245,73	285	690,23
42	0	285	740,69
43	478,51	190	458,63
44	0	190	836
45	0	190	842
46	0	190	848
47	540	190	314
48	540	190	516,5
49	505,22	285	474,28
50	221,34	56,27	1004,89
51	0	0	1108
52	0	0	1126

Tabla 13: Generación hidráulica en el Plan Base.

Semana	T1 [MW]	T2 [MW]	Semana	T1 [MW]	T2 [MW]
1	330	770	27	431	770
2	330	770	28	431	577,5
3	330	770	29	431	577,5
4	330	770	30	431	577,5
5	431	770	31	431	577,5
6	431	770	32	431	770
7	431	577,5	33	431	770
8	431	577,5	34	431	770
9	431	577,5	35	431	770
10	431	577,5	36	431	770
11	431	577,5	37	431	770
12	431	577,5	38	431	770
13	431	577,5	39	431	577,5
14	431	770	40	431	577,5
15	431	770	41	431	577,5
16	431	770	42	431	770
17	431	770	43	326,79	770
18	431	770	44	431	770
19	321	770	45	431	770
20	321	770	46	431	770
21	321	770	47	431	770
22	321	770	48	431	577,5
23	321	770	49	431	577,5
24	321	770	50	431	577,5
25	321	770	51	431	770
26	321	770	52	431	770

Tabla 14: Generación térmica en el Plan Base.

Seguidamente se ejecutaron los planes que surgieron en la implementación de los criterios heurísticos (Capítulo 4), y se promediaron y clasificaron de acuerdo a su comportamiento frente a tres indicadores, que son: costo, alejamiento respecto a lo solicitado por cada empresa generadora y número de cruces en los horarios de mantenimiento por semana. El comportamiento de cada heurística con respecto a estos criterios se presenta en las Figuras 25, 26 y 27.

Cada heurística se ejecuta varias veces conservando el criterio de sensibilidad correspondiente pero haciendo pequeñas variaciones sobre el criterio central. En consecuencia, se obtiene un valor promedio por heurística.

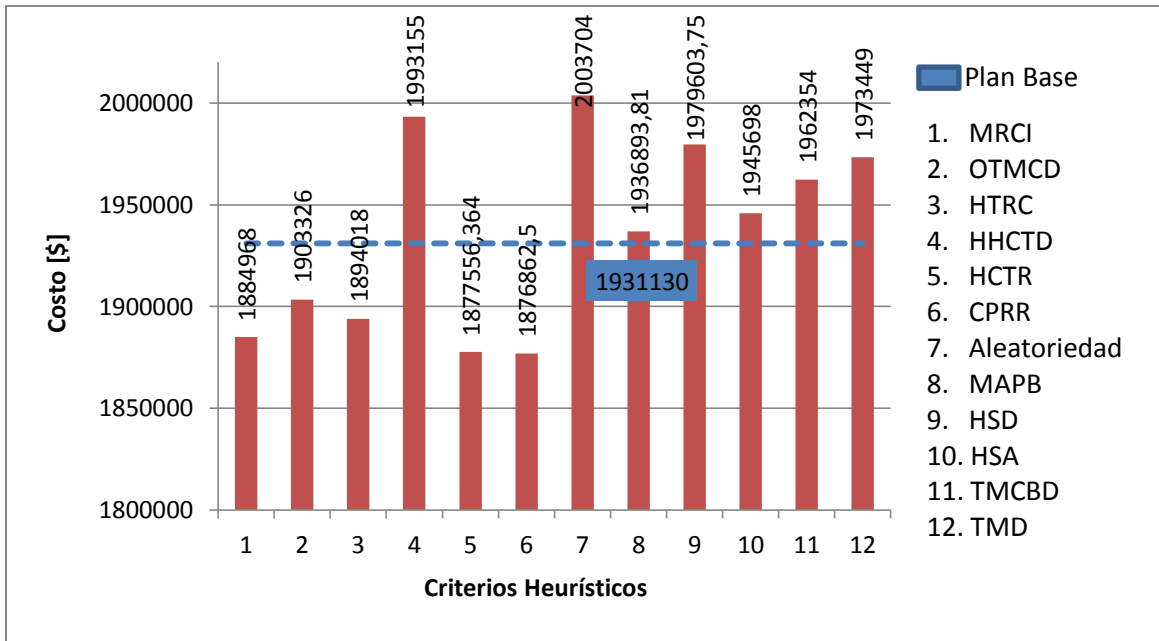


Figura 25: Promedio costos por heurística.

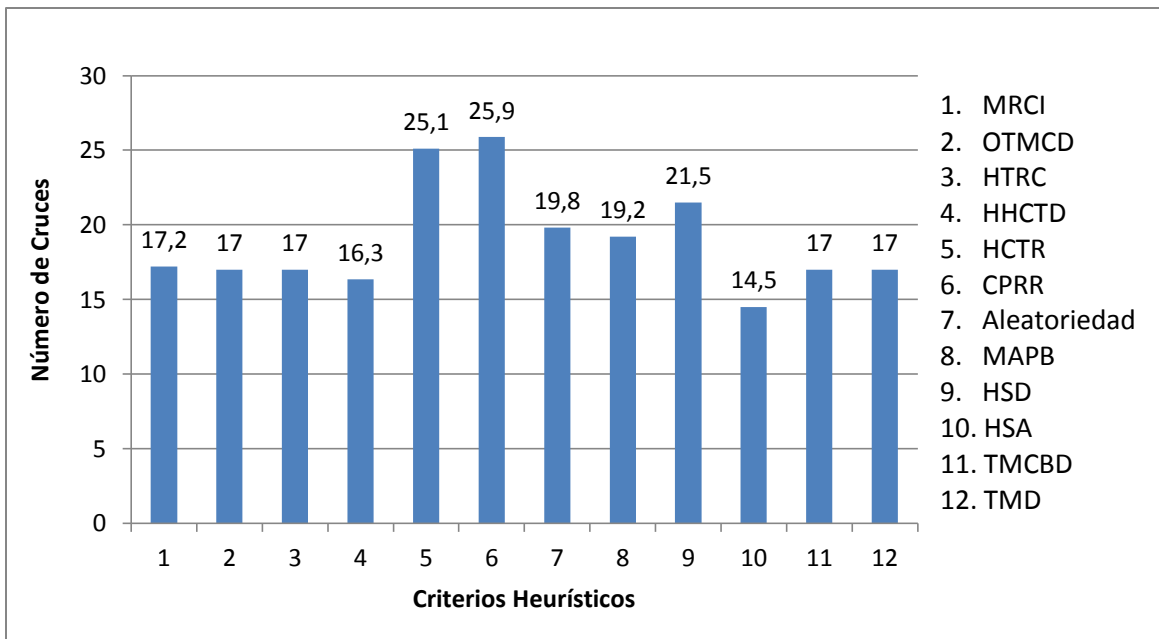


Figura 26: Promedio cruces por heurística.

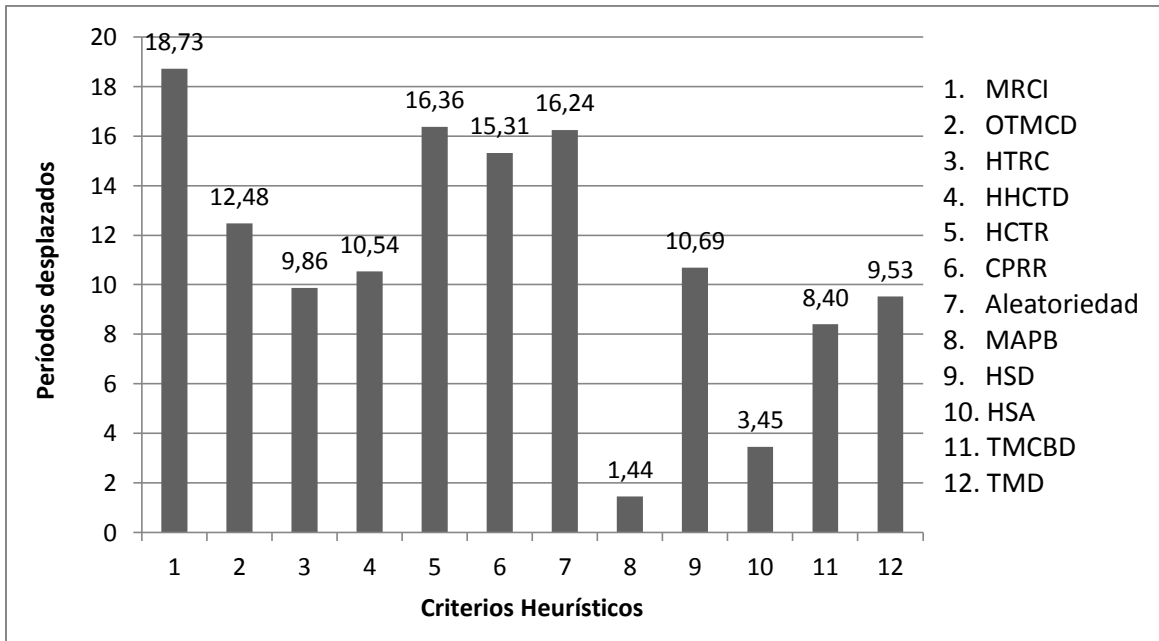


Figura 27: Promedio alejamiento por heurística respecto al Plan Base.

HEURÍSTICA	COSTO	ALEJAMIENTO	CRUCES
MRCI	1884968	18,73	17,2
OTMCD	1903326	12,48	17
HTRC	1894018	9,86	17
HHCTD	1993155	10,54	16,33
HCTR	1877566,36	16,36	25,09
CPRR	1876862,5	15,31	25,88
ALEATORIEDAD	2003704	16,24	19,8
MAPB	1936893,81	1,44	19,19
HSD	1979603,75	10,69	21,5
HSA	194569,8	3,45	14,5
TMCBD	1962354	8,4	17
TMD	1973449	9,53	17

Tabla 15: Resumen promedio de costos, alejamiento y cruces por heurística.

A partir de la inspección por separado de los resultados de los indicadores para clasificar los criterios heurísticos, no es posible determinar cuáles de ellos son mejores respecto a los demás. Por lo tanto es necesario realizar un análisis combinado utilizando el concepto de *Frente Optimo de Pareto*.

El procedimiento consiste en seleccionar una heurística y compararla una a una con las demás en los tres indicadores, para establecer si existen soluciones dominantes o dominadas, es decir, que heurística gana o pierde en los tres indicadores simultáneamente con respecto a otra. Una vez se determinan las heurísticas ganadoras, estas se eliminan de la lista y se repite el procedimiento hasta agotar todos los criterios heurísticos, con el fin de construir los distintos Frentes de Pareto que dan como resultado una jerarquización de las heurísticas. En el presente trabajo se obtuvieron cuatro Frentes de Pareto, distribuidos así:

- Frente 1: MRCI, HTRC, HCTR, CPRR, MAPB y HSA.
- Frente 2: OTMCD, HHCTD y TMCDB.
- Frente 3: TMD.
- Frente 4: Aleatoriedad y HSD.

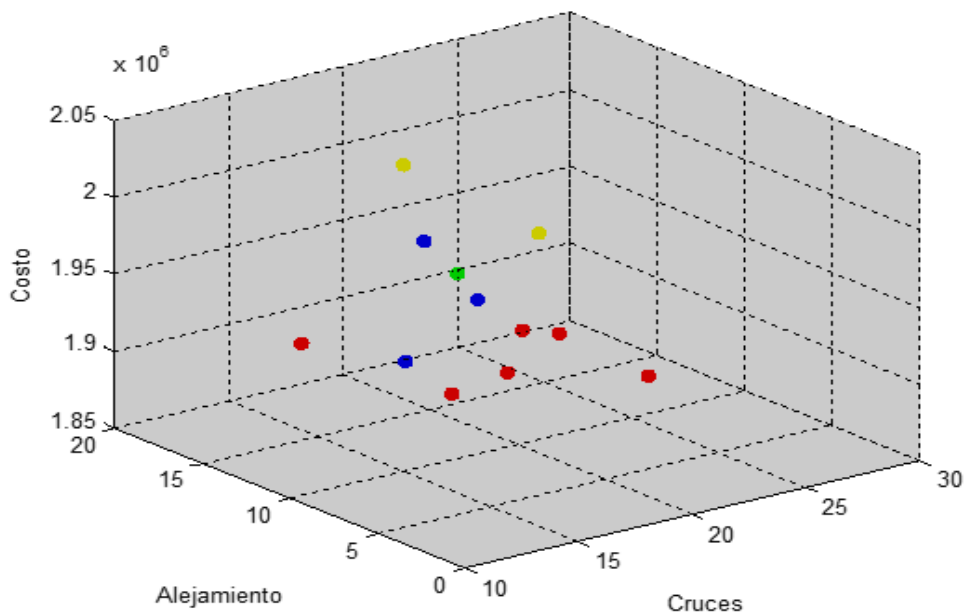


Figura 28: Frentes de Pareto, F1: Rojo, F2: Azul, F3: Verde y F4: Amarillo.

La construcción de los Frentes de Pareto tiene como objetivo no solo encontrar las heurísticas que mejor se comportan frente a todos los indicadores, sino también establecer un orden jerárquico, con el fin de diversificar las opciones de solución. Esto es importante, a la hora de alimentar algoritmos metaheurísticos que requieren de poblaciones más numerosas. A partir de los Frentes de Pareto es posible realizar recomendaciones de cuales heurísticas son más fuertes para alimentar algoritmos más robustos, que guíen finalmente a la solución óptima del DHT con paradas por mantenimiento de las centrales generadoras de energía eléctrica.

Capítulo 6

CONCLUSIONES

En la base de datos IEEE XPLORE, los países que presentan mayor número de publicaciones en el tema de DHT son Brasil, China y Estados Unidos, con un total de 52,6% de los trabajos publicados. Este tema se aborda desde el año 1954 y el 8,76% de los trabajos tienen que ver con DHT a mediano plazo. En el año 2012 algunas de las técnicas de optimización más novedosas empleadas en la solución del problema del DHT son: algoritmos de Búsqueda Gravitacional (GSA), algoritmo de Optimización Basada en Biogeografía (BBO) y el método híbrido entre Programación Evolutiva y Búsqueda Tabú.

En el modelo se introduce el racionamiento como un generador ficticio y debe incluirse el efecto del vertimiento en la función objetivo, lo anterior para evitar que se presenten problemas de convergencia. El vertimiento se desestimula por medio de una penalización en la función objetivo. En modelo 1 (Sin Embalse) no se penaliza el vertimiento puesto que en este sistema no existe manera de almacenar agua.

Los resultados muestran que el costo máximo de la energía se presenta en el Modelo 1 (en la serie hidrológica 12), es decir, cuando el embalse no se usa para almacenar (6.253.072,09 USD) y el mínimo costo de la energía se presenta en el Modelo 2 (USD 968.055,67) en la serie hidrológica 6. El costo intermedio más bajo y que corresponde con un sistema más realista con meta de generación y cadena hidráulica es de (USD 1.123.399,67) en el Modelo 4.

El embalse garantiza mayor control de la generación y reducción en los costos de la energía que pueden ser hasta de un 71.15%. Considerando nuevamente el escenario más realista de la conclusión anterior, la reducción fue de 66,80% comparando Modelo 1 y Modelo 4.

De los cuatro modelos, el Modelo 1 presentó los mayores niveles de racionamiento en gran número de períodos y vertimiento en la serie 6. Lo anterior verifica la importancia del embalse en la reducción de los costos, el sostenimiento de las reservas para períodos futuros y la garantía de suplir la demanda de energía.

El hecho de recibir los embalses en un valor inicial distinto de cero favorece el uso pleno del embalse y reduce el costo de operación. Se confirma nuevamente el beneficio de reservar agua para períodos futuros.

Al introducir la indisponibilidad por mantenimiento en las centrales de generación de energía, se observa un aumento de alrededor del 30% en los costos relacionados a la función objetivo de los modelos.

Las heurísticas dominantes con respecto a los indicadores de Costo, Alejamiento y Cruces, fueron la MRCI, HTRC, HCTR, CPRR, MAPB y HSA, que conforman el primer Frente de Pareto en este trabajo. De estas seis heurísticas, cuatro tienen que ver con reserva de capacidad, lo que permite concluir que este es un aspecto importante a la hora de construir los criterios empíricos que guíen la búsqueda de soluciones. Las otras dos, obedecen a alejamiento mínimo del Plan Base y a programación de mantenimiento en temporadas húmedas, es decir, no tienen características similares a las cuatro anteriores.

Por otro lado, las heurísticas dominadas fueron la de Aleatoriedad y la HSA. Estas dos tienen en común cierto grado de incertidumbre, ya que la HSA no distingue entre tipos y/o capacidades de las máquinas y las centrales para programar los solapamientos.

Las heurísticas que presentaron menor aumento en los costos de operación fueron la HCTR y la CPRR (próximas al 25% cada una).

TRABAJOS FUTUROS

En un primer trabajo futuro se pueden programar los criterios de sensibilidad heurísticos en un lenguaje de programación de propósito general, con el fin de obviar las limitaciones (de tipo manual) presentadas por la interfaz del lenguaje de modelamiento matemático usado en este trabajo (AMPL). El objetivo de esto es alimentar una técnica de solución más robusta que posteriormente muestre mejores resultados.

Por otro lado, se pueden adicionar restricciones asociadas al Sistema de Transmisión con sus respectivos horarios de mantenimiento en las líneas. Así mismo, se puede considerar el planeamiento a largo plazo, con el fin de tener bases ya cimentadas a la hora de programar el mediano plazo. En el caso de la programación a corto plazo, desarrollar mecanismos que consideren contingencias tanto en las centrales como en las líneas de transmisión.

También puede sugerirse avanzar hacia modelos no lineales que involucren efectos de variación del nivel del embalse en la productividad, así como costos no lineales de térmicas.

BIBLIOGRAFIA

- CARDOSO, M. (2007). *Modelo de planificación del cronograma de mantenimiento anual óptimo de unidades de generación del sistema nacional interconectado ecuatoriano*. Ecuador: Disertación pregrado, Escuela de Ingeniería. Escuela Politécnica Nacional.
- CHIANG, C. (2012). Improve PSO for the best compromise of power systems . *8th Int. Conf. on Natural Computation. Taiwan*.
- CREG. (Última actualización 09 de Septiembre de 2011). *CÓDIGO DE REDES- CÓDIGO DE OPERACIÓN*. Recuperado el 2012, de [www.creg.gov.co: http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Codigos-1995-RES.025-1995.COD..REDES-.COD..OPERACION?OpenDocument](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Codigos-1995-RES.025-1995.COD..REDES-.COD..OPERACION?OpenDocument)
- CREG. (s.f.). *RESOLUCIÓN 65 DE 2000*. Recuperado el 2012, de www.creg.gov.co: http://www.creg.gov.co/html/Ncompila/htdocs/Documentos/Energia/docs/re065000.pdf
- CRUZ, R. (2004). *Herramientas informáticas para la planeación de la red de transporte de energía eléctrica en ambientes desregulados*. Tesis doctoral, Área de Energía y Termodinámica. Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia.
- CUADROS, L. J., & ORTEGA, D. A. (23 de Febrero de 2012). www1.upme.gov.co. Recuperado el 10 de Abril de 2013
- CYPER, R. (Enero 1954.). Computer search for economical operation of a hydrothermal electric system . *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 73, no 2, pp 1260-1267.
- DeVROOME, H. (1976). *Electrical plant maintenance- a modern approach*.
- ESCOBAR, A., BARRERA, M., & BEDOYA, J. (2005). Programación dinámica estocástica aplicada al problema del despacho hidrotérmico. *Scientia et Technica Año X, No 2. UTP. ISSN 0122-1701*.
- GALVIS, J., GARCES, A., & ESCOBAR, A. (Dic. 2005). Aplicación del algoritmo de búsqueda tabú al problema de despacho hidrotérmico . *Scientia et Technica Año XI, No 29* , pp. 25-30.
- GAMA DE SIQUEIRA, T. (Junio de 2003). *Comparação entre Programação Dinâmica Estocástica Primal e Dual no Planejamento da Operação Energética* . Trabajo de Grado para Optar al Título de Magíster en Ingeniería Eléctrica, Universidad Estadual de Campinas (UNICAMP).

- GARCES, A. (2008). *Sistemas de Generación de energía*. Pereira.
- Guide, I. I. (s.f.). Obtenido de <http://www.ilog.com/ampl/2000>.
- JIMENEZ, R., & PAUCAR, V. (2007). Long term hydrothermal scheduling linear programming model for large scale power systems.
- MATA CABRERA, F. (2007). *Mantenimiento de Centrales Térmicas. Enfoque Práctico de una Unidad Temática de la Asignatura Mantenimiento Industrial en la Especialidad Eléctrica*. (E. U.-L. Mancha., Ed.) Recuperado el 2012, de www.upc.edu/euetib/xiicuiet/comunicaciones/din/comunicacions/32.pdf
- MEJIA , D., FRANCO, J., & GALLEG0, R. (Dic. 2005.). Solución al problema del despacho de energía en sistemas hidrotérmicos usando simulated annealing. *Scientia et Technica Año XI, No 29*, pp. 7-12.
- MEJÍA, D. (2005). *Coordinación Hidrotérmica de Sistemas Eléctricos Usando Predicción de Caudales Afluentes*. Pereira: Disertación maestría, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira.
- PRIAS, O. F. (19 de Abril de 2010). *Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales- PROURE*. Recuperado el Abril de 2013, de [www.minminas.gov.co: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/ENERGIA/URE/Informe_Final_Consultoria_Plan_de_accion_Proure.pdf](http://www.minminas.gov.co:www.minminas.gov.co:http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/ENERGIA/URE/Informe_Final_Consultoria_Plan_de_accion_Proure.pdf)
- UPME, S. (Marzo de 2013). *Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia*. Recuperado el Abril de 2013, de www1.upme.gov.co.
- UPME, S. d. (Octubre de 2010). *Proyección de Demanda de Energía Eleéctrica en Colombia*. Recuperado el Octubre de 2012, de www1.upme.gov.co.

ANEXO 1

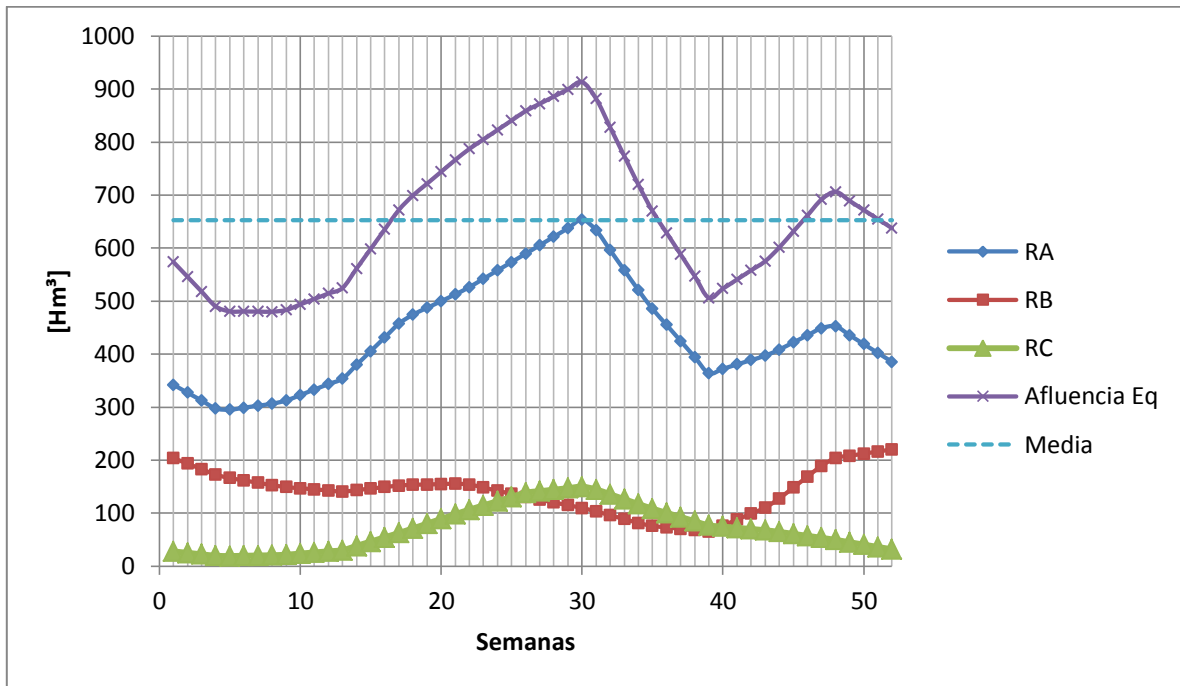


Figura 29: Afluencias de la Serie Hidrológica 2.

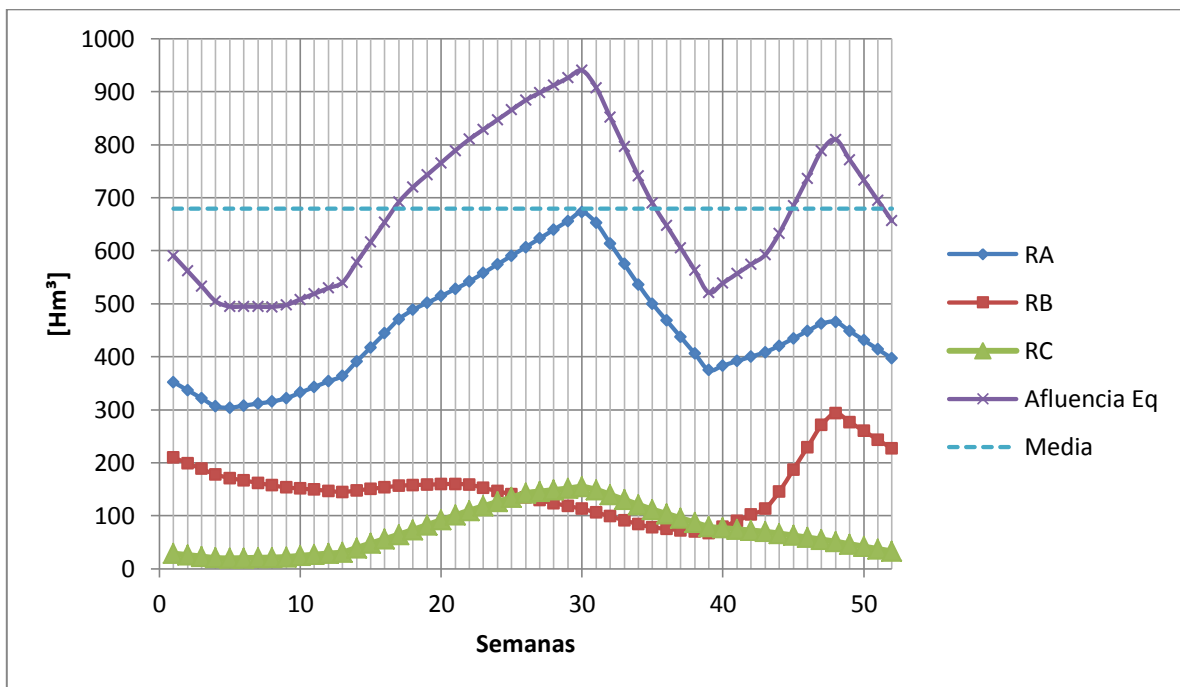


Figura 30: Afluencias de la Serie Hidrológica 3.

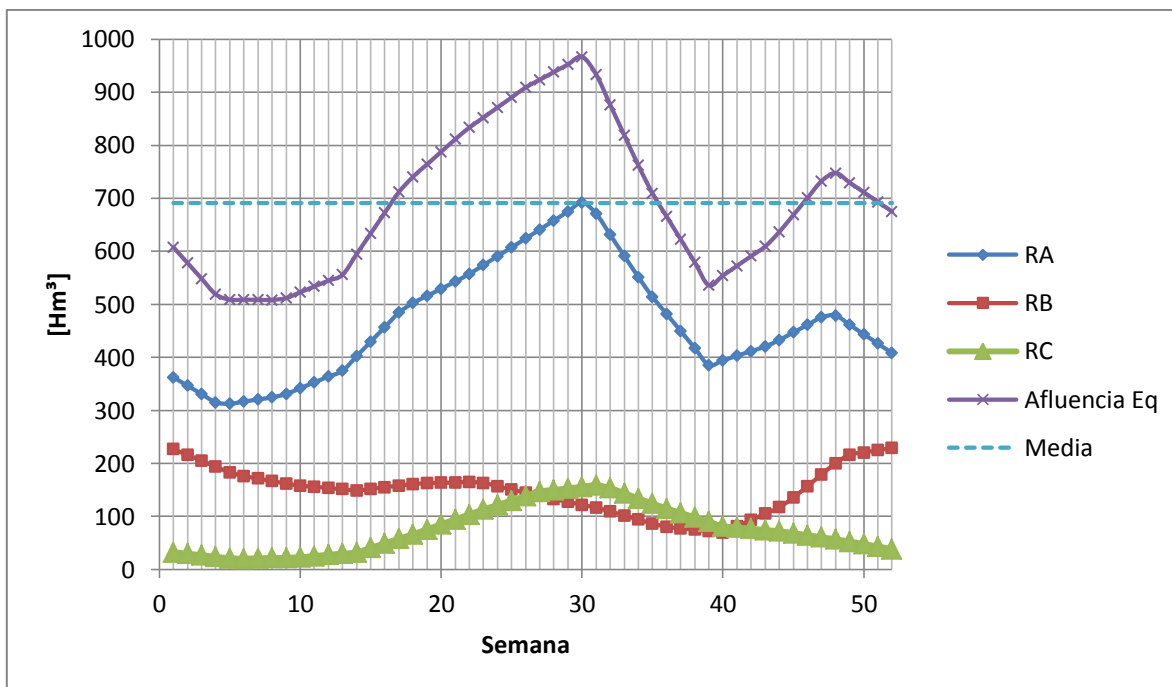


Figura 31: Afluencias de la Serie Hidrológica 4.

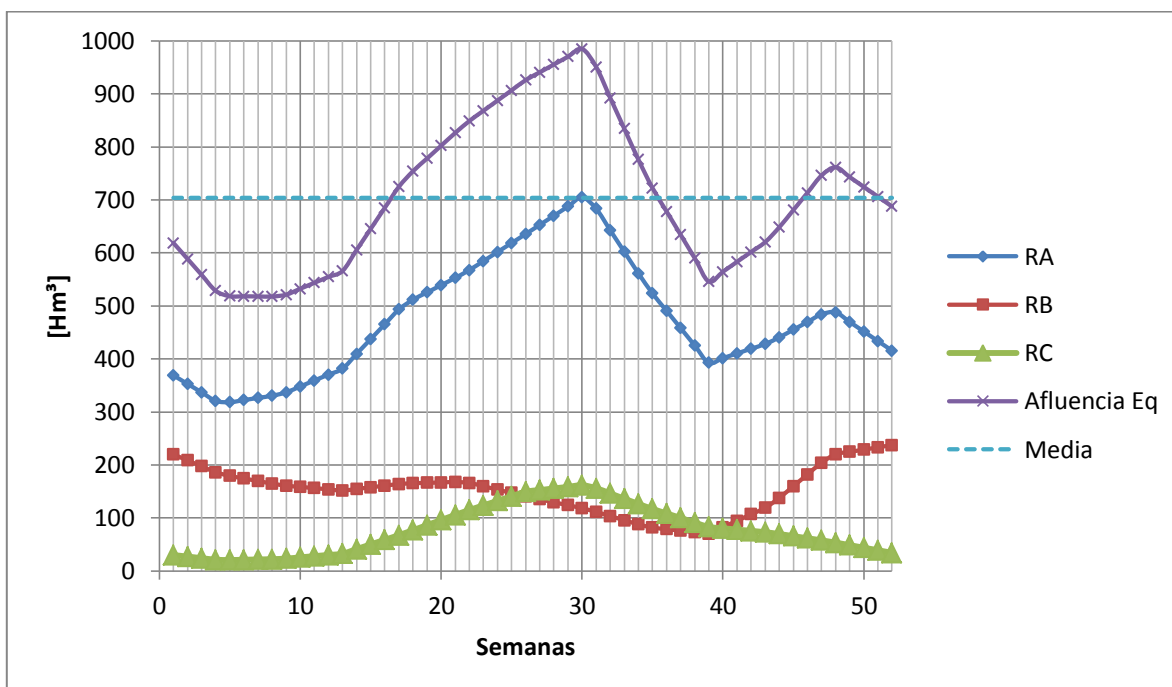


Figura 32: Afluencias de la Serie Hidrológica 5.

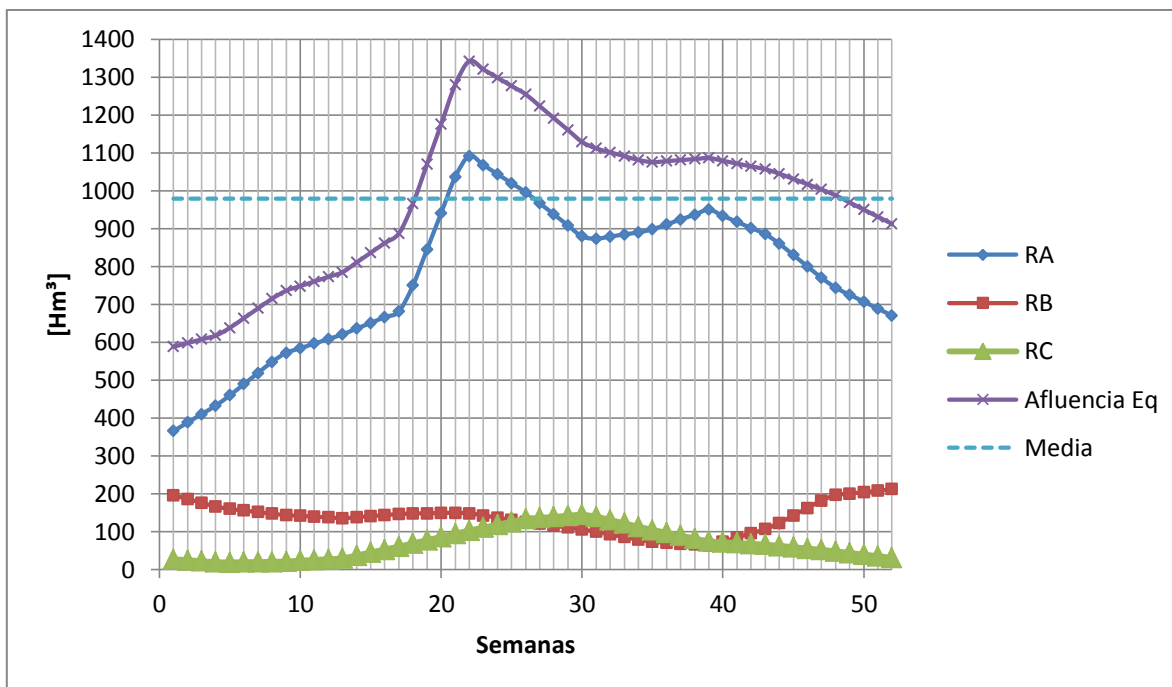


Figura 33: Afluencias de la Serie Hidrológica 6.

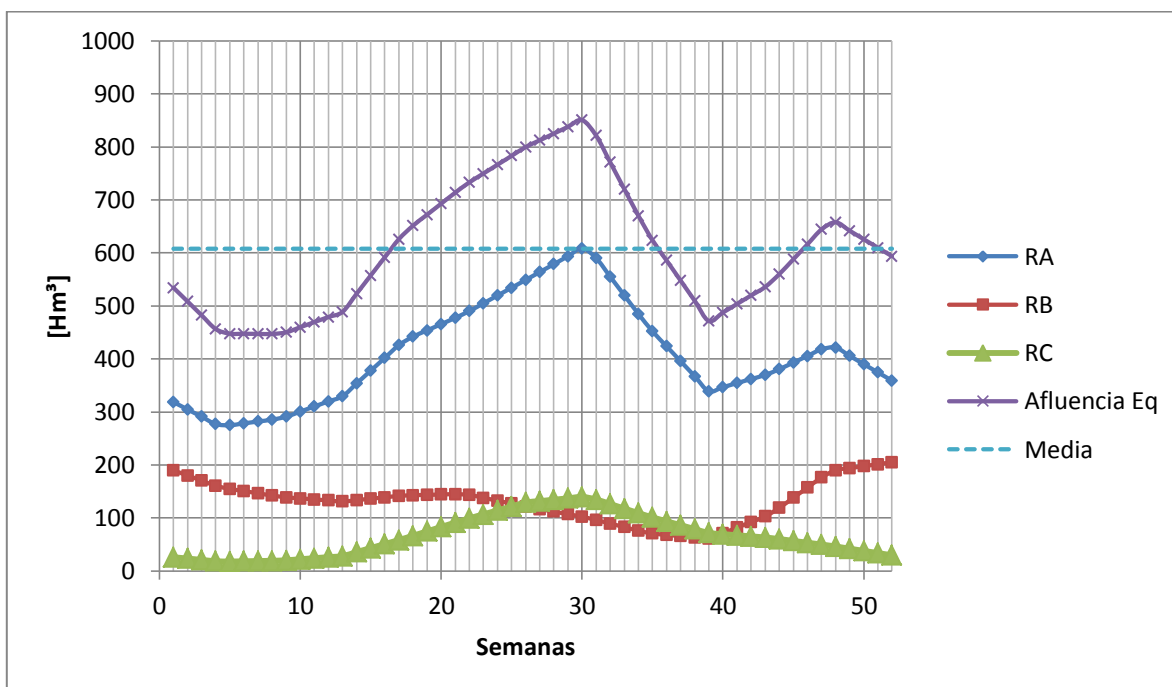


Figura 34: Afluencias de la Serie Hidrológica 7.

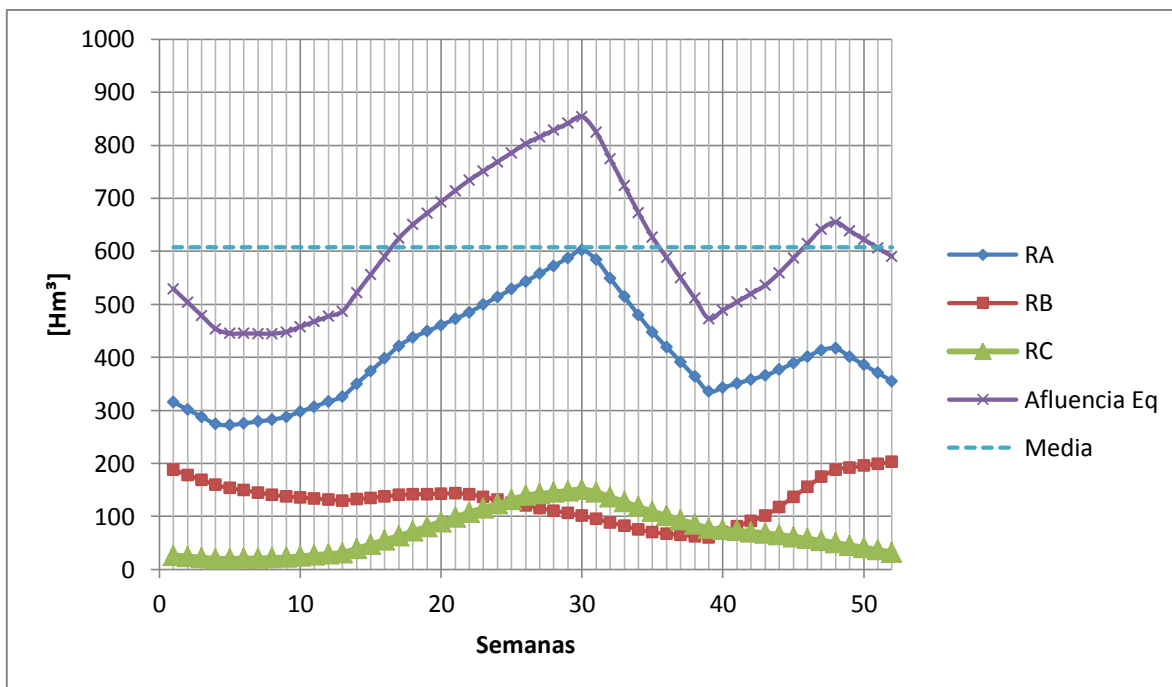


Figura 35: Afluencias de la Serie Hidrológica 8.

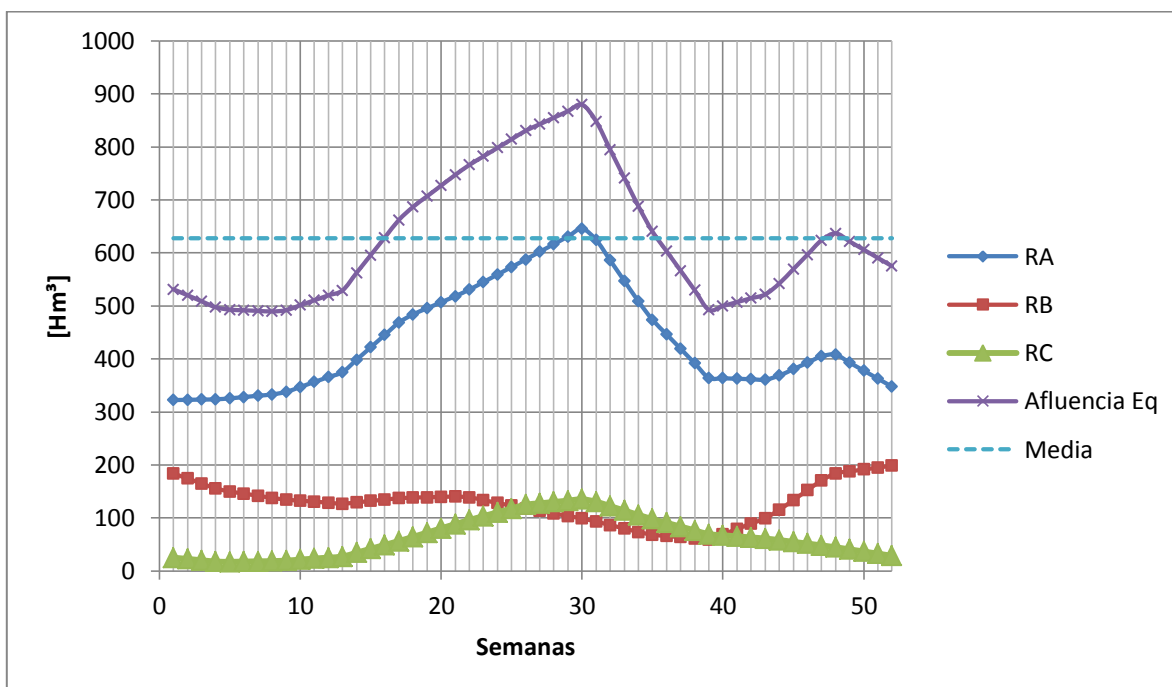


Figura 36: Afluencias de la Serie Hidrológica 9.

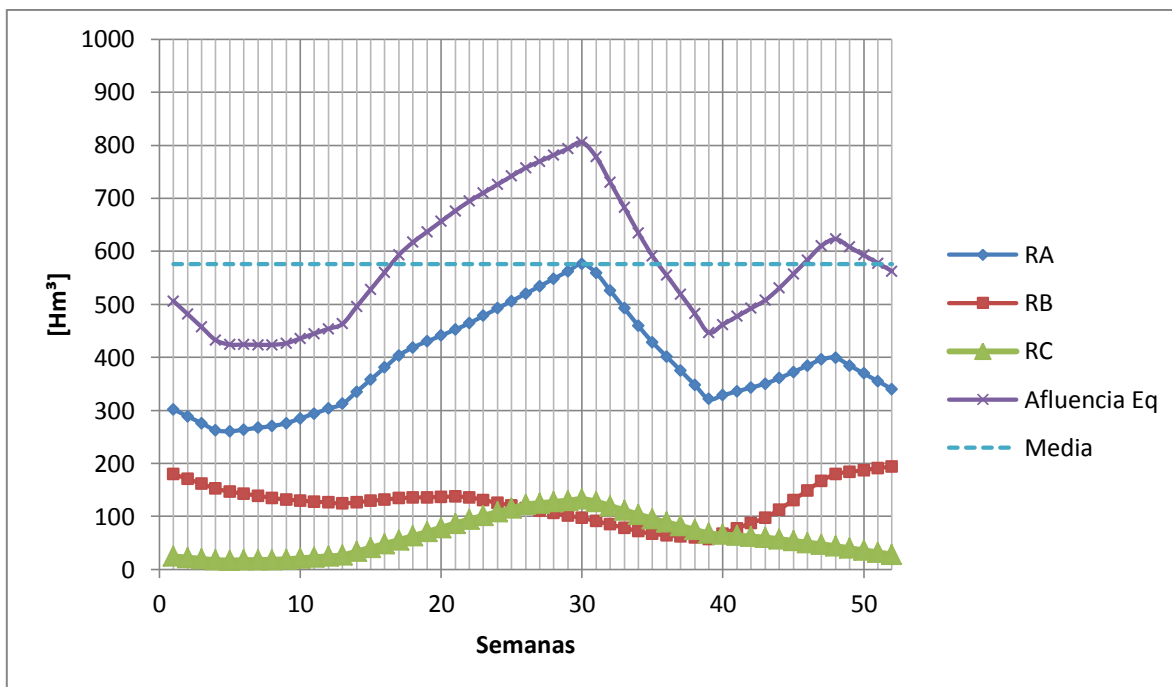


Figura 37: Afluencias de la Serie Hidrológica 10.

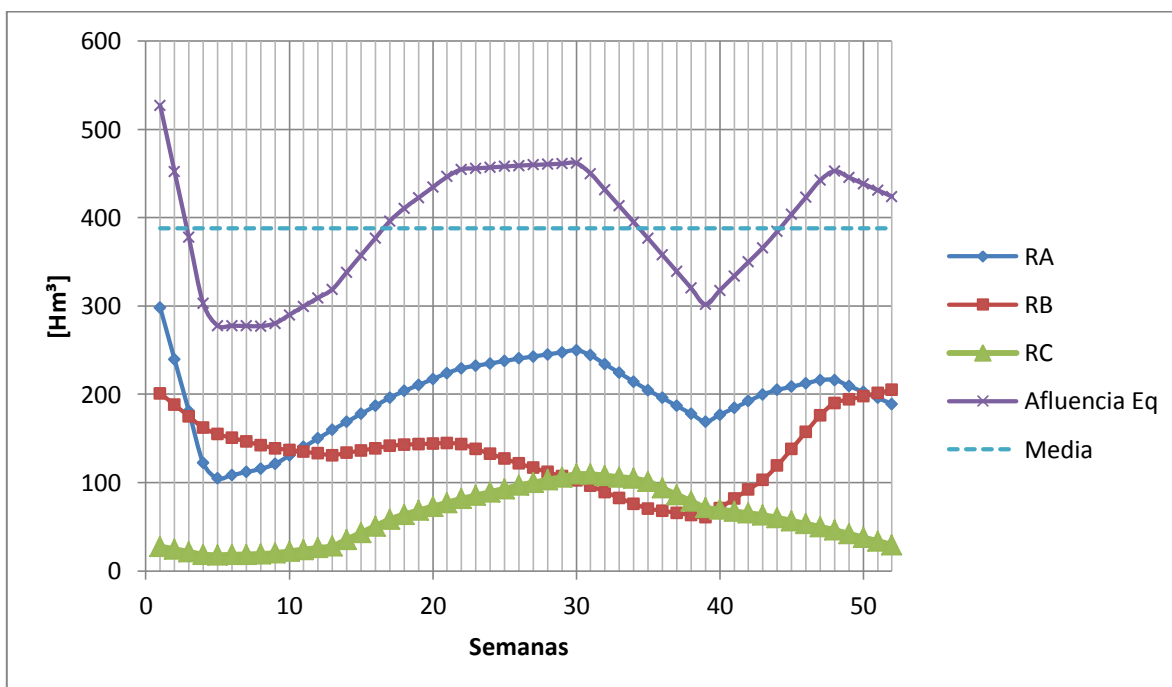


Figura 38: Afluencias de la Serie Hidrológica 11.

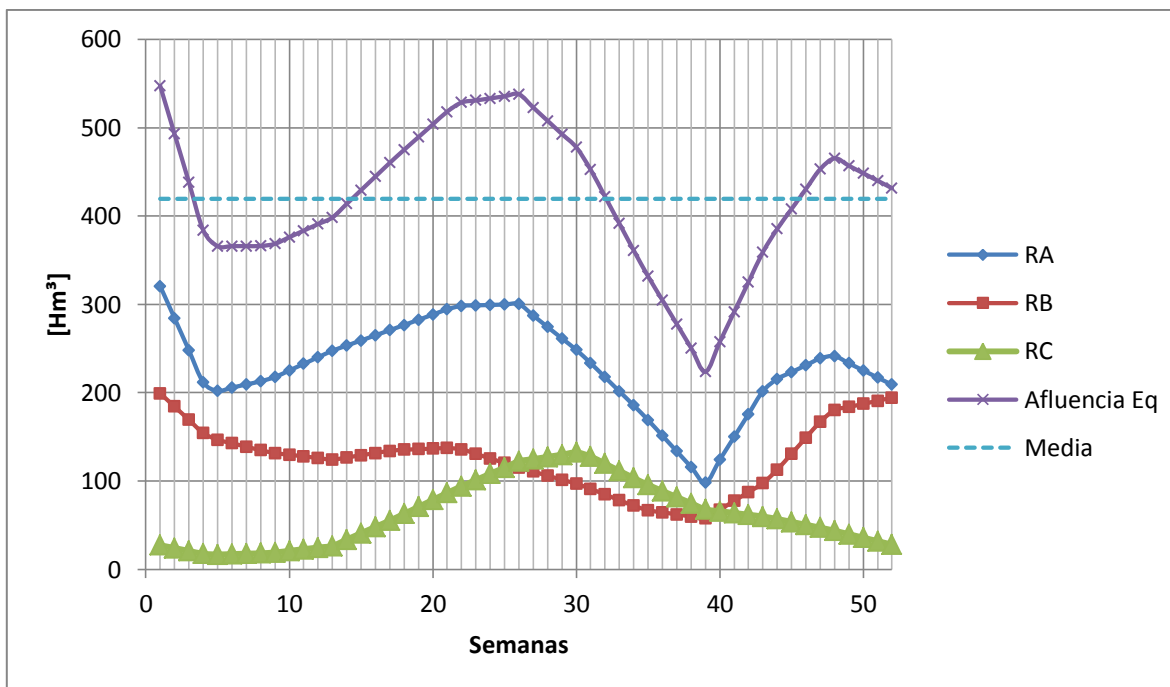


Figura 39: Afluencias de la Serie Hidrológica 12.